

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA DISMINUCIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO
DEL GAS NATURAL MEDIANTE EL PROCESO DE ABSORCIÓN DE
HIDROCARBUROS PESADOS EN UN PROCESO DE DESHIDRATACIÓN**

**JENNIFER ANDREA OCHOA BELTRÁN
LISBETH ANDREA RANGEL HERRERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2016**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA DISMINUCIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO
DEL GAS NATURAL MEDIANTE EL PROCESO DE ABSORCIÓN DE
HIDROCARBUROS PESADOS EN UN PROCESO DE DESHIDRATACIÓN**

**JENNIFER ANDREA OCHOA BELTRÁN
LISBETH ANDREA RANGEL HERRERA**

**Trabajo de grado presentando como requisito para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2016**

*A Dios,
A mi papi Ernesto y a mi mami Stella,
A mi nonita Oliva y a mi nonito Luis,
A mi chiqui Juandis y a la tía pato más grande del mundo,
Ellos que han sido un motivo de alegría en mi vida
Ellos que me inspiran siempre en ser una mejor persona
Ellos que me regalan los abrazos y las sonrisas más sinceras
Ellos que son mi vida
A ellos está dedicado este logro más en vida
Con amor y eterna gratitud Jennifer Ochoa.*

*A Dios,
A mi papi Marco Tulio y a mi mami Liliana
A mis hermanitos Jahir y Emerson
Ellos, el motor de mi vida,
Ellos, mi razón de ser
Ellos, el motivo de mi felicidad
Ellos, mi máspreciado bien.*

*A ellos dedico mis triunfos,
A ellos, todo mi amor.*

Lisbeth Andrea Rangel Herrera

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1 GAS NATURAL.....	19
1.1 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL.....	19
1.2 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL	20
1.2.1 Su composición.....	20
1.2.2 Según como se encuentre en el yacimiento.	20
1.2.3 Reservas y producción de gas natural en Colombia.....	22
2 DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL.....	24
2.1 CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL.....	24
2.2 TIPOS DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL	29
2.3 DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL POR ABSORCIÓN	29
2.3.1 Descripción del proceso.....	30
2.3.2 Parámetros operacionales.....	45
3 CONTROL DEL PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO EN UNA CORRIENTE DE GAS NATURAL.....	51
3.1 PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO.....	51
3.2 TEMPERATURA CRICONDENTÉRMICA.....	52
3.3 DISMINUCIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO.....	53
3.3.1 Procesos para disminución del punto de rocío del hidrocarburo del gas natural..	53
4 SELECCIÓN DEL ABSORBENTE.....	55
4.1 GLICOL.....	55
4.1.1 Tipos de Glicoles	56

4.2	MATRIZ DE EVALUACIÓN PARA LA SELECCIÓN DEL ABSORBENTE	61
4.2.1	Criterios de selección de los absorbentes que presentan mejores características para la deshidratación y la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos.	62
4.2.2	Desarrollo de la matriz de evaluación de los glicoles comerciales que presenten mejores características en los procesos de la deshidratación de gas y la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos.....	77
5	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA TORRE CONTACTORA	82
5.1	GENERALIDADES	82
5.2	SIMULACIÓN DE UNA PLANTA ABSORBEDORA OPERADA CON GLICOL PARA LA DESHIDRATACIÓN Y LA REMOCIÓN DE TRAZAS PESADAS DE HIDROCARBUROS.....	83
5.3	SENSIBILIDAD EN LA TORRE CONTACTORA	86
5.3.1	Variables Fijas	86
5.3.2	Variables Dependientes.....	88
5.3.3	Variables independientes.....	89
5.3.4	Variables medidas	92
5.4	SENSIBILIDAD EN LA TORRE CONTACTORA PARA UN NUEVO GAS CON LA MEZCLA SELECCIONADA.....	104
6	SENSIBILIDAD EN LA TORRE REGENERADORA PARA LA MEZCLA 6	110
6.1	TEMPERATURA EN EL REHERVIDOR	110
6.2	PUREZA DEL GLICOL ALCANZADA	114
7	CONCLUSIONES.....	116
	BIBLIOGRAFIA	118
	ANEXOS	121

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Evolución de las reservas del gas natural en Colombia	22
Figura 2. Producción del gas natural en Colombia	23
Figura 3. Carta Para el Cálculo del Contenido de Agua en el Gas Natural.....	26
Figura 4. Cálculo del contenido de agua para gases ácidos a 2000 psia	27
Figura 5. Gráfico de corrección del contenido de agua en un gas natural agrio	28
Figura 6. Diagrama de flujo de una Unidad Típica de Deshidratación con TEG	31
Figura 7. Esquema del Sistema de Gas.....	32
Figura 8. Configuración interna de una contactora de platos	34
Figura 9. Torre contactora empacada	35
Figura 10. Esquema del Sistema de Glicol	38
Figura 11. Envoltente típico de fases	52
Figura 12. Depresión del contenido de agua lograda por los diferentes glicoles	63
Figura 13. Depresión del punto de rocío de hidrocarburos utilizando el dietilenglicol como absorbente.....	64
Figura 14. Depresión del punto de rocío de hidrocarburos utilizando el trietilenglicol como absorbente.....	65
Figura 15. Depresión del punto de rocío de hidrocarburos utilizando el tetraetilenglicol como absorbente.....	65
Figura 16. Absorción de BTEX del gas utilizando dietilenglicol como absorbente	68
Figura 17. Absorción de BTEX del gas utilizando trietilenglicol como absorbente	69
Figura 18. Absorción de BTEX del gas utilizando tetraetilenglicol como absorbente	69
Figura 19. Absorción de H ₂ S del gas utilizando dietilenglicol como absorbente	71
Figura 20. Absorción de H ₂ S del gas utilizando trietilenglicol como absorbente	71
Figura 21. Absorción de H ₂ S del gas utilizando tetraetilenglicol como absorbente	72
Figura 22. Absorción de CO ₂ del gas utilizando dietilenglicol como absorbente	73
Figura 23. Absorción de CO ₂ del gas utilizando trietilenglicol como absorbente	74
Figura 24. Absorción de CO ₂ del gas utilizando tetraetilenglicol como absorbente	74

Figura 25. Efecto de la viscosidad del glicol sobre el proceso de remoción de agua del gas	76
Figura 26. Efecto de la viscosidad del glicol sobre el proceso de remoción de hidrocarburos pesados del gas.....	76
Figura 27. Modelo Conceptual PFD Planta de deshidratación de gas natural	85
Figura 28. Contenido de agua en el gas de venta Vs Proporción de TTEG en la mezcla .	93
Figura 29. Contenido de agua gas Vs Temperatura de operación gas de entrada.....	94
Figura 30. Disminución de agua gas Vs Presión de operación gas de entrada	94
Figura 31. Contenido de agua del gas de venta Vs Tasa de circulación de glicol	95
Figura 32. HCDP del gas de venta Vs Proporción de TTEG en la mezcla	96
Figura 33. HCDP del gas de venta Vs Temperatura de operación del gas entrada.....	97
Figura 34. HCDP del gas de venta Vs Presión de operación del gas de entrada	97
Figura 35. HCDP Gas de ventas Vs Tasa de circulación de Glicol.....	98
Figura 36. Influencia de la tasa de circulación del glicol sobre el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas A	100
Figura 37. Influencia de la temperatura de operación sobre el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas A.....	101
Figura 38. Influencia de la presión de operación sobre el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas A.....	102
Figura 39. Influencia de la tasa de circulación del glicol sobre el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas B	105
Figura 40. Influencia de la temperatura de operación sobre el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas B.....	106
Figura 41. Influencia de la presión de operación en el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas B	107
Figura 42. Temperatura en función del agua a remover para alcanzar una pureza de glicol del 99%	110
Figura 43. Temperatura en función del calor para alcanzar una pureza de glicol del 99%	111
Figura 44. Temperatura de la absorbidora en función del agua a remover por el rehervidor	112

Figura 45. Comparación entre el contenido de hidrocarburos presentes en el glicol a regenerar con el contenido de hidrocarburos presentes en el glicol a reciclo Vs Temperatura en el rehervidor.....	113
Figura 46. Contenido de hidrocarburos presentes en el glicol a reciclo Vs Temperatura en el rehervidor.....	113
Figura 47. Pureza del TTEG lograda en la regeneradora en función del agua a remover en la misma	114
Figura 48. Pureza del TTEG lograda en la regeneradora en función del Calor agregado a la misma.....	115

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Composición típica de un gas asociado y un gas libre en Colombia	21
Tabla 2. Concentración del glicol pobre (%W) a temperatura de descomposición y 1 Atm	47
Tabla 3. Temperatura de descomposición de los tipos de glicol	49
Tabla 4. Características y propiedades físicas de los diferentes glicoles	58
Tabla 5. Solubilidad del benceno y del tolueno en los diferentes tipos de glicol	61
Tabla 6. Calificaciones para comparar el grado de remoción de agua del gas natural por los glicoles	63
Tabla 7. Calificaciones para comparar el grado de absorción de hidrocarburos pesados por los glicoles	66
Tabla 8. Calificaciones para comparar las temperaturas de degradación del glicol	67
Tabla 9. Calificaciones para comparar la volatilidad de los glicoles	67
Tabla 10. Calificaciones para comparar la absorción de los BTEX por los glicoles	70
Tabla 11. Calificaciones para comparar la absorción de H ₂ S por los glicoles	72
Tabla 12. Calificaciones para comparar la absorción de CO ₂ por los glicoles	75
Tabla 13. Calificaciones para comparar las viscosidades de cada uno de los glicoles	77
Tabla 14. Escala de ponderación de criterios para la evaluación de los glicoles comerciales	78
Tabla 15. Matriz de ponderación de criterios para la selección del tipo de glicol	79
Tabla 16. Puntaje ponderado de los criterios de selección	79
Tabla 17. Matriz de evaluación	80
Tabla 18. Cromatografía extendida del gas A de entrada	87
Tabla 19. Temperaturas de operación del gas de entrada	89
Tabla 20. Presiones de operación del gas de entrada	90
Tabla 21. Proporciones de glicol establecidas para cada mezcla	91
Tabla 22. Condiciones óptimas de la mezcla 6	103
Tabla 23. Cromatografía extendida del gas B de entrada	104
Tabla 24. Condiciones óptimas de la mezcla 6	108

Tabla 25. Contraste de resultados entre cromatografías A y B 109

LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo 1. Cambio porcentual en la composición molar del gas A de salida respecto al de entrada	121
Anexo 2. Cambio porcentual en la composición molar del gas B de salida respecto al de entrada	123

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA DISMINUCIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO DEL GAS NATURAL MEDIANTE EL PROCESO DE ABSORCIÓN DE HIDROCARBUROS PESADOS EN UN PROCESO DE DESHIDRATACIÓN*

AUTORES: JENNIFER ANDREA OCHOA BELTRÁN
LIBBETH ANDREA RANGEL HERRERA**

PALABRAS CLAVES: Aspen Hysys, Contenido de agua del gas, Punto de rocío de hidrocarburo

DESCRIPCIÓN.

Este proyecto busca evaluar la factibilidad de llevar a cabo la reducción del punto de rocío de hidrocarburos en una planta típica de deshidratación de gas natural, para ello es necesario como primer paso encontrar los absorbentes comerciales que teóricamente presenten las mejores características para efectuar los dos procesos. El Software Aspen Hysys es la herramienta utilizada para simular dichos procesos. Diferentes sensibilidades del proceso son llevadas a cabo en la etapa de absorción con los absorbentes previamente seleccionados y en la regeneración con el más óptimo, esto con el objetivo de hallar las condiciones a las cuales se den los mejores resultados.

Inicialmente se contó con un gas con un contenido de metano de 94,21 % molar saturado con agua, con el cual se realizaron las correspondientes corridas en el simulador y posteriormente sus respectivos análisis, evidenciándose que el Tetraetilenglicol es el absorbente que alcanza los mejores resultados a presiones de 900 psig, temperaturas de 100°F y tasas de circulación de 7 Gal glicol/ LbH₂O logrando disminuir el contenido de agua del gas de venta desde 64,81 LbH₂O/ MMPCS hasta 4,62 LbH₂O/MMPCS y el HCDP del mismo desde 93,03°F hasta 85,10°F; con el fin de determinar la relación existente entre la composición de un gas y el grado de reducción que se puede llegar a dar, se decidió evaluar un gas con un contenido de metano de 98,14% molar obteniéndose que los mejores resultados se logran a presiones de 900 psig y temperaturas de 110°F y tasas de circulación de 7 Gal glicol/ LbH₂O logrando reducir el contenido de agua del gas de venta desde 85,39 LbH₂O/ MMPCS hasta 5,62 LbH₂O/MMPCS y el HCDP del mismo desde 53,68°F hasta 49,91°F. Estos resultados se alcanzaron a un 99% de pureza del Tetraetilenglicol, esto logrado en la etapa de regeneración.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio César Pérez Angulo

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY OF THE HYDROCARBON DEW POINT REDUCTION OF NATURAL GAS THROUGH THE PROCESS OF REMOVAL OF HEAVY HYDROCARBONS IN A DEHYDRATION PROCESS*

AUTHORS: JENNIFER ANDREA OCHOA BELTRÁN
LISBETH ANDREA RANGEL HERRERA**

KEYWORDS: Aspen Hysys, Gas Water content, Hydrocarbon dew point

DESCRIPTION:

This project seeks to assess the feasibility of carrying out the hydrocarbon dew point reduction in a typical plant of natural gas dehydration, this requires as a first step to find the absorbent commercial that theoretically present the best features to evaluate the two processes. The Aspen Hysys Software is the tool used to simulate these processes. Different sensitivities of the process are carried out for the absorption step with the absorbent previously selected and for regeneration with the most optimal, this in order to find the conditions which give the best results.

Initially had a gas with a methane content of 94.21% mol saturated with water, with which the corresponding runs were performed in the simulator and then their analysis, showing that tetraethylene glycol is the absorbent that achieves the best results at pressures of 900 psig, temperatures of 100 ° F and flow rates of 7 Gal glycol / LbH₂O achieving decrease the water content of the sales gas from 64.81 LbH₂O / MMSCF to 4.62 LbH₂O / MMSCF and HCDP from 93.03 to 85.10 ° F; in order to determine the relationship between the composition of a gas and the degree of reduction can give, it was decided to evaluate a gas with a methane content of 98.14% molar, the best results are achieved at pressures of 900 psig and temperatures of 110 ° F and flow rates of 7 Gal glycol / LbH₂O successfully reducing the water content sales gas from LbH₂O 85.39 / 5.62 to LbH₂O MMSCF / MMSCF and HCDP from 53.68 ° F to 49.91 ° F. These results were achieved at 99% purity of tetraethylene glycol, this thanks to the regeneration step.

* Degree Work

** Faculty of Phsysic-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Julio César Pérez Angulo.

INTRODUCCIÓN

El gas natural debe ser sometido a diversos tratamientos con el fin de cumplir con las especificaciones de calidad establecidas por la Comisión Reguladora de Energía y Gas en Colombia para ser transportado y comercializado, para cumplir con estos estándares se requiere de la aplicación de diversos tratamientos, el mínimo requerido para un gas de producción es la deshidratación y dependiendo de su composición se llevan a cabo otros procesos como la separación inicial, compresión, remoción de gas ácido, fraccionamiento, producción de GPL, estabilización de condensados y control del punto de rocío de hidrocarburo.

Las líneas de transporte del gas natural y ciertos equipos están diseñados para trabajar con fluidos en una sola fase, es por esto que procesos como la deshidratación y control del HCDP resultan indispensables para prevenir futuros problemas operacionales; la eliminación del contenido de agua en un gas evita la reducción de la capacidad de flujo del gas, corrosión, y en caso de que la temperatura sea demasiado baja que se presente interrupción de flujo o taponamiento y además de otros problemas ocasionados por la formación de hidratos; todos estos como consecuencia de la condensación de líquidos por cambios en la presión y temperatura durante su transporte. Cuando no existe un adecuado control del punto de rocío de hidrocarburo dichos hidrocarburos condensados se acumulan en la sección inferior de la tubería dificultando el flujo del gas a través del sistema y sobre presionando la tubería, además ocasionan inconvenientes en las instalaciones del sistema como en los compresores y finalmente pueden ocasionar incendios y explosiones en puntos de venta de los usuarios finales.

Hoy en día estos dos procesos de tratamiento del gas natural se realizan por separado, es decir, cada uno requiere de una planta en específica para llevar a cabo el tratamiento del respectivo gas; es por esto que mediante este proyecto se busca evaluar que tan factible resulta reducir el punto de rocío de hidrocarburos y eliminar el contenido de agua que el gas trae consigo de forma simultánea sin requerir modificaciones o infraestructura adicional a la planta de deshidratación, esto mediante la búsqueda de un absorbente que por sus características resulte ser efectivo realizando los dos procesos.

1 GAS NATURAL

El gas es un recurso natural no renovable de origen fósil utilizado como una fuente energética, éste se encuentra en el subsuelo en forma de depósitos de gas libre o gas asociado en yacimientos de petróleo y de condensado; aunque no hay una estricta teoría sobre su formación, se sabe que viene del mismo proceso de formación del petróleo.

Se denomina gas natural a una mezcla de hidrocarburos gaseosos formada principalmente por el metano en una proporción superior al 70%¹, y en menores cantidades componentes volátiles de la serie de hidrocarburos parafínicos tales como el etano, propano y compuestos más pesados; asimismo, el gas natural también contiene en diferentes proporciones gases no hidrocarburos como H₂S, vapor de agua, CO₂, N₂, He, etc.

1.1 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL

También conocido como Gas Metano, este gas se caracteriza por:

- Ser un producto incoloro e inodoro.
- Es no tóxico, es decir no causa envenenamiento al ser inhalado
- Es más ligero que el aire
- Para que se produzca la combustión se requiere del denominado triángulo de la combustión (es decir, poner en contacto un combustible, oxígeno y calor), si uno de estos falta simplemente no hay combustión.
- La proporción correcta para que se dé la combustión se encuentra en el rango de 4,5 -14,5% de gas y el restante de oxígeno; en caso de que el gas se encuentre fuera de este rango no se producirá la combustión, y para una óptima combustión la proporción del gas debe ser del 10% y 90% de oxígeno.
- En cuanto a su poder calorífico, la combustión completa de un metro cúbico de gas natural genera alrededor de 9300 kilocalorías.
- El gas natural es una de las fuentes energéticas fósiles más limpias ya que es la que emite menos gases contaminantes por unidad de energía.

¹ BORRAS, Enrique. GAS NATURAL: Características, distribución y aplicaciones industriales. Barcelona-España. Editores técnicos asociados. 1987. 386 p.

1.2 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

El gas natural puede clasificarse según:

1.2.1 Su composición

- Gas Dulce: Se denomina Gas Dulce a aquel gas que contiene una baja cantidad de compuestos de azufre, en especial el H₂S del cual contiene cantidades menores a 4 ppm.
- Gas Ácido: Es aquel gas que contiene concentraciones significativas de diversos ácidos tales como sulfuro de hidrogeno (> 4 ppm), dióxido de carbono (> 2%), mercaptanos, bisulfitos de carbonos y sulfuro de carbonilo (azufre total >17 ppm), gracias a estos ácidos el gas se vuelve corrosivo al reaccionar con agua libre.
- Gas Húmedo (Rico): Presenta grandes cantidades de hidrocarburos líquidos recuperables (> 3 GPM). Esto no se refiere al contenido de vapor de agua que pueda tener el gas.
- Gas Seco (Pobre): Este gas se caracteriza por estar compuesto prácticamente de metano y etano.

1.2.2 Según como se encuentre en el yacimiento. No todos los gases tienen exactamente la misma composición, pues esta varía del yacimiento del cual se extrae. Ver Tabla 1.

- Gas Libre: Se la llama Gas Libre o Gas no asociado a aquel que proviene de un yacimiento que produce solo gas, puede contener bajas proporciones

de hidrocarburos pesados causando que su poder calorífico y su peso molecular sean bajos en comparación con el gas asociado

- Gas Asociado: se denomina Gas asociado a aquel que se encuentra acompañado de petróleo o condensado.

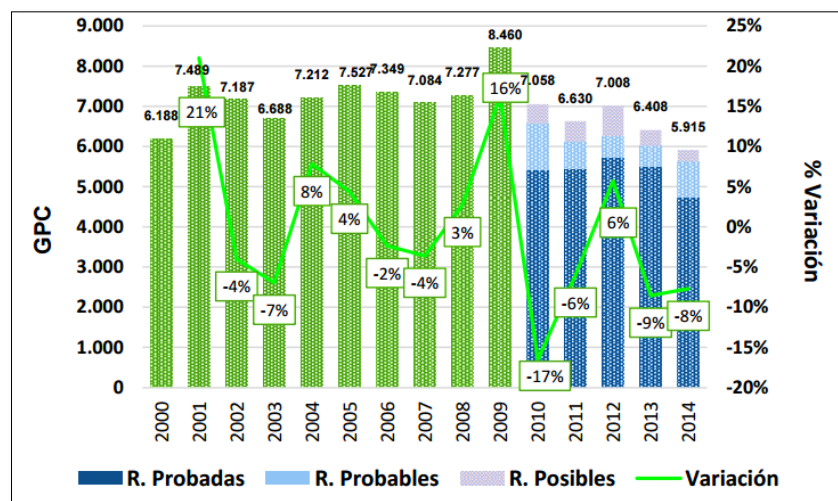
Tabla 1. Composición típica de un gas asociado y un gas libre en Colombia

Componente	Gas asociado (Apiay)	Gas libre (Chuchupa)
Metano	78,65	97,69
Etano	10,34	0,42
Propano	4,59	0,12
Butanos	1,96	0,07
Pentano y más pesados	4,26	0,00
Nitrógeno	0,11	1,40
Dióxido de carbono	0,09	0,30
Total	100,00	100,00
Gravedad específica	0,7634	0,57
Poder Calorífico (BTU/ pie ³)	1335,20	1003,40

Fuente: GUERRERO, Fernando y LLANO, Fernando. Caso de estudio gas natural en Colombia – Gas e.s.p. Trabajo de grado Especialización en Administración de Empresas. Cali: Universidad ICESI. Administración de empresas, 2003.

1.2.3 Reservas y producción de gas natural en Colombia. En la Figura 1 se evidencia el desarrollo de las reservas totales en volumen y en tasa de variación del gas natural en Colombia. Esta muestra unos resultados no satisfactorios para la industria, pues se observa una constante disminución, así mismo la exploración disminuyó en el 2015 por los precios bajos de los hidrocarburos y la crisis que se dio en las empresas petroleras.

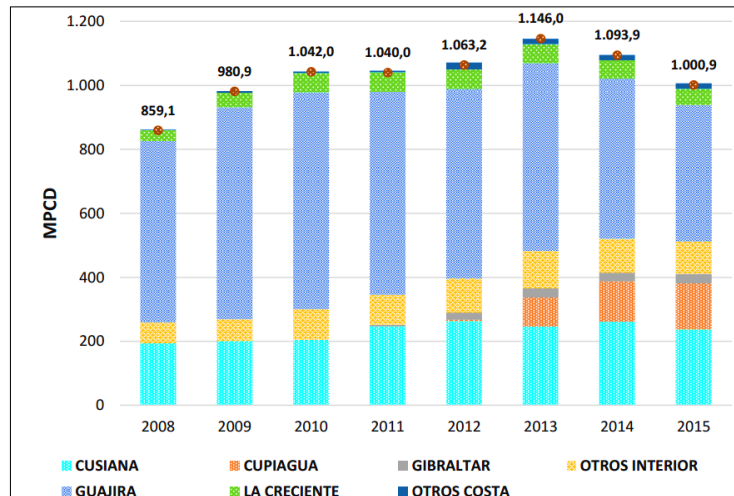
Figura 1. Evolución de las reservas del gas natural en Colombia



Fuente: Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025. En: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética [En línea]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Balance_Gas_Natural_2016_2025.pdf [citado en 03 de Marzo de 2016]

Como lo afirma la UPME, las reservas probadas remanentes están concentradas en tres cuencas principalmente, Llanos Orientales que comprende el 58% de las totales, la Guajira que contiene el 23% y le siguen en su orden Valle Inferior con 12% y Valle Medio con 2,5%. Las reservas probables y posibles, se localizan mayoritariamente en las mismas tres cuencas donde se concentraron las probadas; la mayor cantidad de reservas probables se presenta en la cuenca de la Guajira y equivalen a 35,7%, en tanto que las posibles se reparten entre el Valle Inferior con 47,7% y 39,3% en Llanos Orientales.

Figura 2. Producción del gas natural en Colombia



Fuente: Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025. En: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética [En línea]. Disponible en: <http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Balance_Gas_Natural_2016_2025.pdf> [citado en 03 de Marzo de 2016]

En la **Figura 2** se observa que La guajira es el campo que mayor aporta a la producción del país, aportando 42,6%, aunque esta producción se ve en descenso de manera sostenida; los siguientes campos con una alto aporte a la oferta Nacional y en los cuales se ha evidenciado un aumento de producción son Cusiana y Cupiagua los cuales en el 2015 hicieron un aporte del 38,1%.

El total de las reservas probadas en la Costa Atlántica corresponde a gas libre, mientras que las reservas probadas del interior del país son en su mayoría gas asociado.

2 DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL

Es común que el gas natural que emerge de los yacimientos se encuentre saturado con vapor de agua, es por ello que se debe llevar a cabo un proceso de deshidratación del gas que remueva el vapor de agua contenido en el mismo. La humedad del gas depende de su composición, presión y temperatura.

Debido al incremento de la presión y/o reducción de la temperatura el vapor de agua contenido en el gas condensa y forma agua líquida ocasionando inconvenientes en los sistemas de transporte, tales como reducción de su capacidad de flujo debido a la acumulación de líquido en la parte baja de la línea, corrosión especialmente si el gas contiene H_2S y CO_2 , y en caso de que la temperatura sea demasiado baja se presentará interrupción de flujo o taponamiento, roturas en piezas rotatorias y otros problemas operacionales debido a la formación de hidratos; además la presencia de agua en el gas disminuye su poder calorífico.

El proceso de deshidratación es llevado a cabo con el fin de adaptar dicho gas a las especificaciones establecidas por las normas de calidad para ser transportado y comercializado.

2.1 CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL

Siendo el agua un componente polar y los hidrocarburos no polares, la solubilidad entre estos es nula generando un equilibrio cuando la presión parcial del agua dentro de la fase gaseosa es igual a la presión de vapor del agua a la temperatura del sistema, de lo anterior se concluye que el punto de rocío del agua es diferente del punto de rocío del hidrocarburo. Mediante la deshidratación del gas se da la declinación del punto de rocío en un gas, la cual es la diferencia en grados Fahrenheit entre la temperatura de entrada y temperatura de salida del gas a la cual el vapor de agua se comienza a condensar.

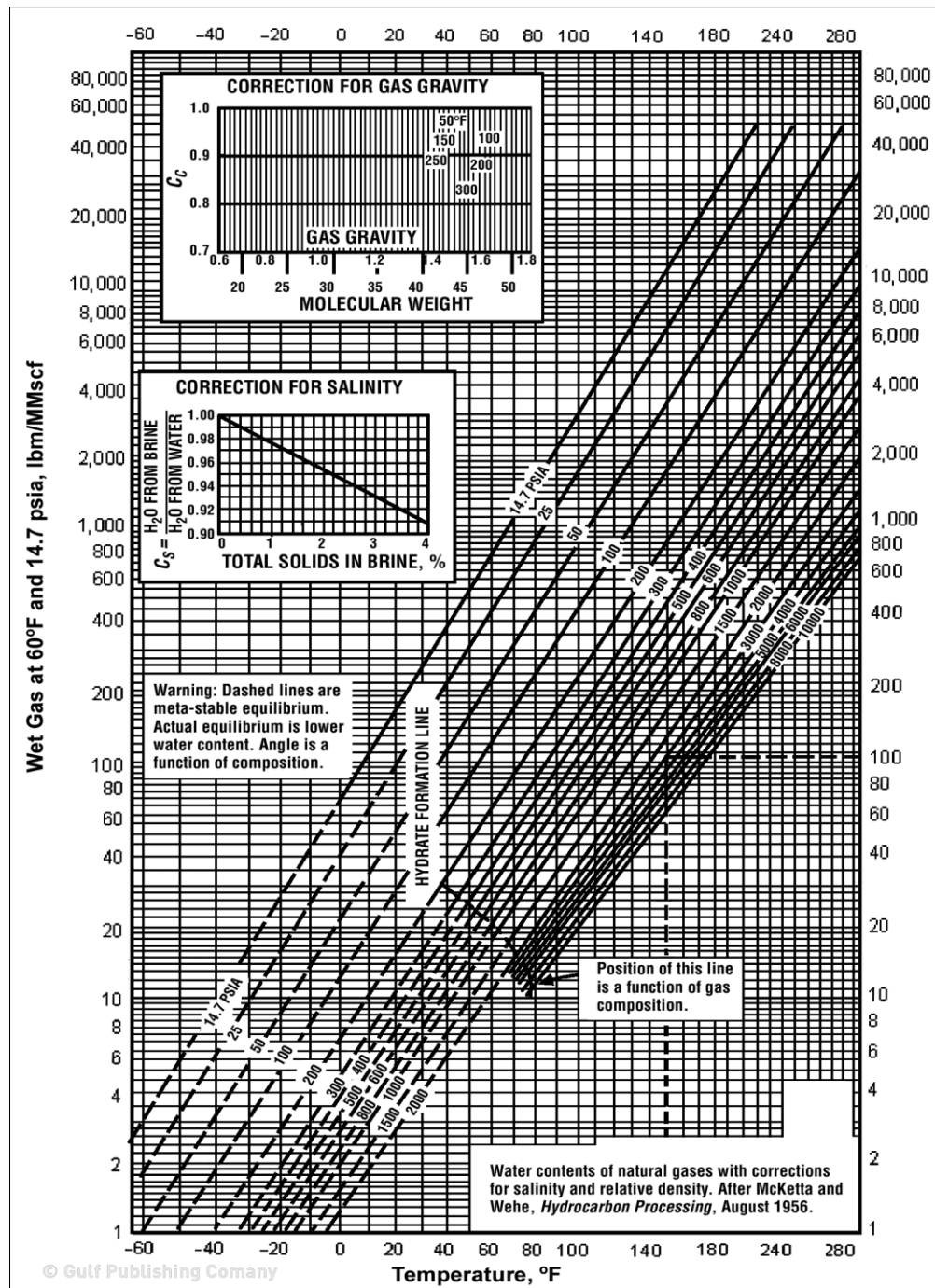
Debido a los problemas operacionales que pueda causar el agua en el Gas Natural, el Reglamento Único de Transporte² establece un contenido de agua máximo permisible de 6lb/MMPCS. Para calcular el contenido de agua de una corriente de gas saturado se puede realizar de las siguientes maneras:

- En forma manual; según la GPSA³ el contenido de agua en el gas se puede calcular mediante la carta de McKetta y Wehe (ver **Figura 3**), la cual está limitada a gases dulces y no debe ser usada para composiciones de gases agrios mayores de 5% mol (H₂S y/o CO₂), a presiones mayores de 700 psia se debe realizar corrección por H₂S y CO₂, la corrección por gravedad de gas no debe usarse cuando hay presencia de H₂S y CO₂, y por el efecto de ciertos hidrocarburos no siempre es adecuada, especialmente en la predicción de contenido de agua a presiones por encima de 1,500 psia, finalmente para este método la línea de formación de hidratos no es apta para predecir la formación de hidratos ya que ésta es aproximada; otro método según la GPSA se basa en el uso de las **Figuras 4 y 5** el cual es el más seguro para gases agrios, pero la máxima presión de aplicación es a 6,000 psia, con gases que tienen CO₂, el CO₂ debe ser convertido a una concentración “equivalente” de H₂S. Para propósitos de este método, se asume que el CO₂ contribuye con el 75% del agua en la mezcla gaseosa, sobre una base molar como H₂S.
- Mediante un software que permita simular procesos en términos del punto de rocío del agua, en este caso se adiciona agua a la corriente de gas hasta que una pequeña fracción en fase líquida aparezca, el contenido de agua que se predice es razonable hasta 800 psig, a presiones por encima de este valor los modelos de estado en simuladores comerciales sobre predicen sustancialmente el contenido de agua.

² COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Resolución 071 (3, Dic, 1999), Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural. Bogotá: El Ministerio, 1999.

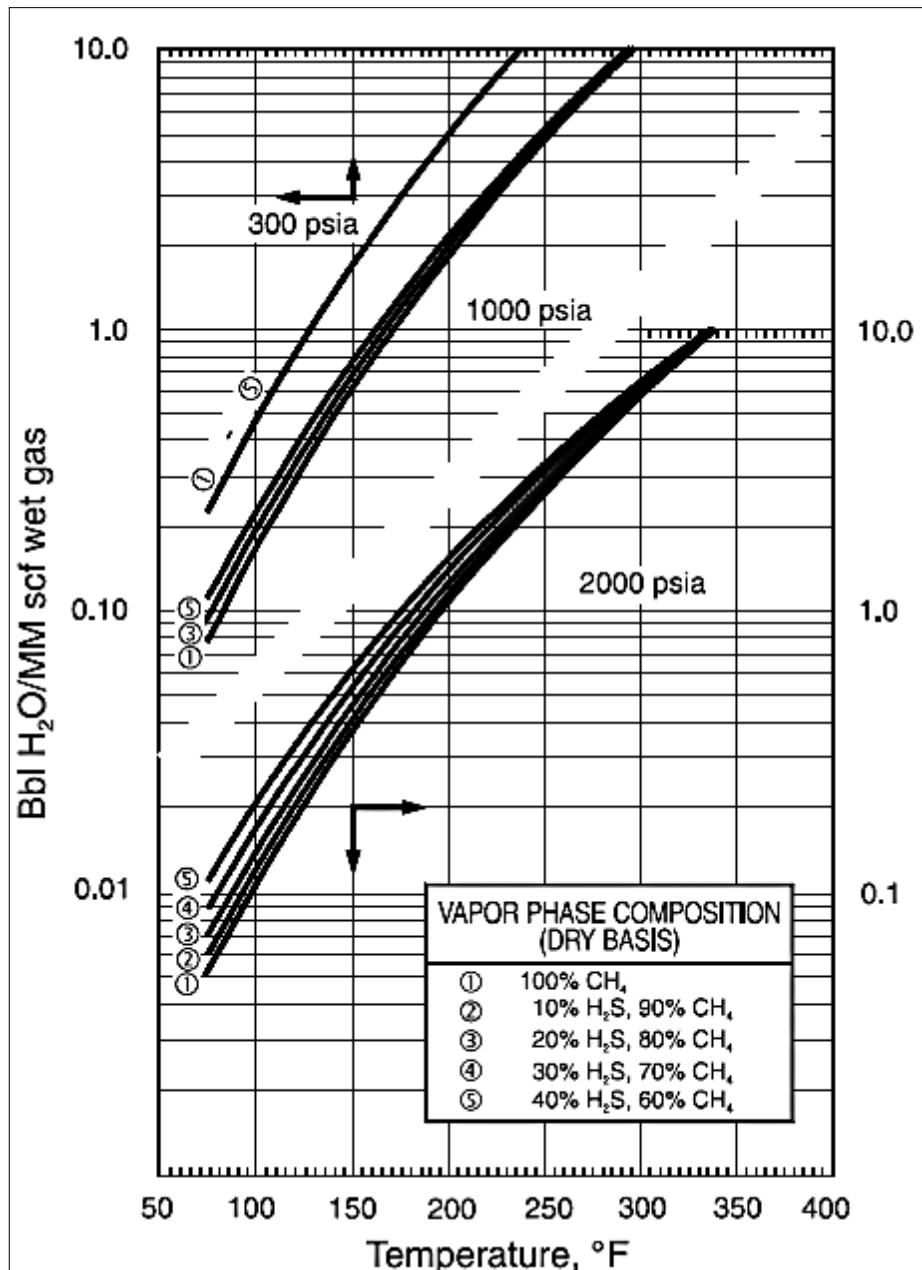
³ GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book [Electronic]. 12 ed [Tulsa, Oklahoma, United States]: GPSA Global, oct 2004.

Figura 3. Carta Para el Cálculo del Contenido de Agua en el Gas Natural



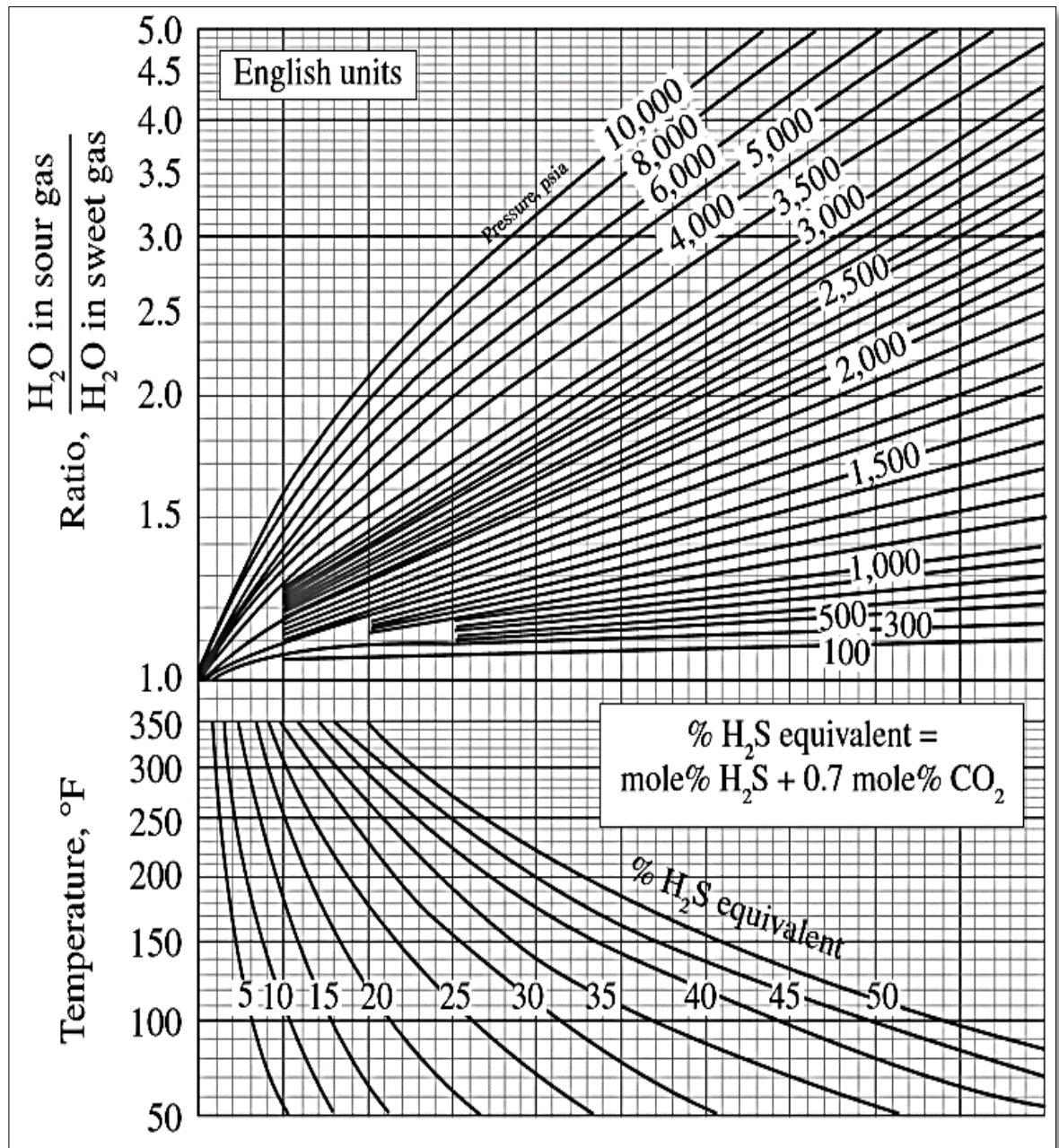
Fuente: GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book [Electronic]. 12 ed [Tulsa, Oklahoma, United States]: GPSA Global, oct 2004.

Figura 4. Cálculo del contenido de agua para gases ácidos a 2000 psia



Fuente: Deshidratación del Gas Natural. [En línea]. Disponible En: <https://es.scribd.com/doc/57240789/2/Contenido-De-Agua-En-El-Gas-Natural> [Citado el 9 dic, 2014].

Figura 5. Gráfico de corrección del contenido de agua en un gas natural agrio



Fuente: WANG, Xiuli & ECONOMIDES, Michael. Advance Natural Gas Engineering. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 2009

2.2 TIPOS DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL

Para remover el agua contenida en el Gas Natural existen diferentes métodos para cumplir dicho fin, entre estos métodos se encuentran:

- Absorción: Esta técnica implica el uso de un desecante líquido para la eliminación de vapor de agua del gas.
- Adsorción: Este proceso utiliza un desecante sólido para la eliminación de vapor de agua de una corriente de gas.
- Delicuescencia.
- Refrigeración
- Separador Supersónico Twister

Para seleccionar el método adecuado de deshidratación del Gas se debe tener en cuenta diferentes factores, dentro de los cuales se destacan la especificación del gas seco y el uso previsto del gas.

2.3 DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL POR ABSORCIÓN

La deshidratación por absorción con glicol es el proceso más común empleado para la remoción del agua en el gas natural, en este proceso se utiliza un líquido higroscópico para remover el vapor de agua del gas, utilizando plantas industriales con diseños específicos que permitan una óptima remoción; estos absorbentes líquidos deben cumplir con ciertas características tales como:

- Facilidad de regeneración por su punto alto de ebullición.
- Alta temperatura de descomposición.
- Menores pérdidas por vaporización respecto a otros glicoles.

2.3.1 Descripción del proceso. El gas natural que proviene del pozo está acompañado de cierta cantidad de agua líquida la cual debe ser removida mediante separación. Generalmente la corriente de gas de entrada a la torre contiene de 25-120 libras de agua por MMPCS de gas⁴, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura la cantidad de vapor de agua varía, a mayor temperatura y menor presión el vapor de agua contenido en el gas aumenta.

Para lograr la remoción del agua contenida en el gas se pone en contacto este con un líquido higroscópico. Debido a la diferencia de concentración de vapor de agua entre dichos fluidos se llevará a cabo una transferencia de masa entre estos.

En el sistema de deshidratación se encuentra la torre de absorción en la cual se permite que exista contacto entre el gas y el líquido; para poner en funcionamiento la planta de deshidratación, la presión de operación de la torre de absorción debe alcanzarse de forma gradual, luego se debe hacer circular el glicol obteniendo un nivel de líquido óptimo y finalmente se aumenta paulatinamente la rata de gas que va a ser absorbida hasta alcanzar el nivel de operación.

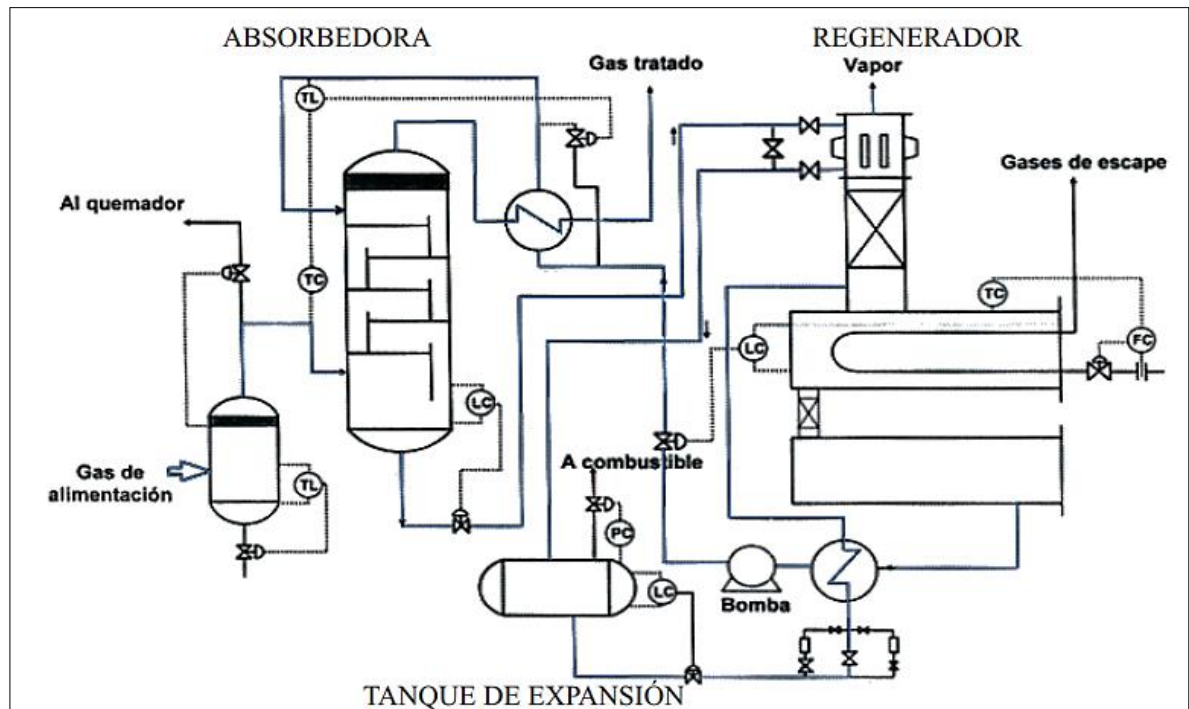
Cuando el flujo de gas es alto se produce una alta caída de presión a través de la torre, la cual provoca un incremento en las pérdidas de glicol e inundación en el extractor de niebla; otro factor que genera pérdidas de glicol es el no asentar el controlador de nivel y la válvula de descarga de glicol, ya que esto evita inundar la torre contactora por el fluido inyectado. Una de las características principales de la torre de absorción es su posición vertical, la cual asegura el flujo correcto del glicol y su contacto apropiado con el gas.

Al deshidratar gases ricos, de alta temperatura en climas fríos se puede generar condensación de los hidrocarburos, lo cual causa formación de espumas, y grandes pérdidas de glicol en el regenerador.

En la **Figura 6** se representa el diagrama de flujo de una unidad típica de deshidratación por absorción con TEG:

⁴ ARNOLD, K y STEWART. M. Gas Dehydration Field Manual. United States: Gulf Professional Publishing 2011, P 96.

Figura 6. Diagrama de flujo de una Unidad Típica de Deshidratación con TEG



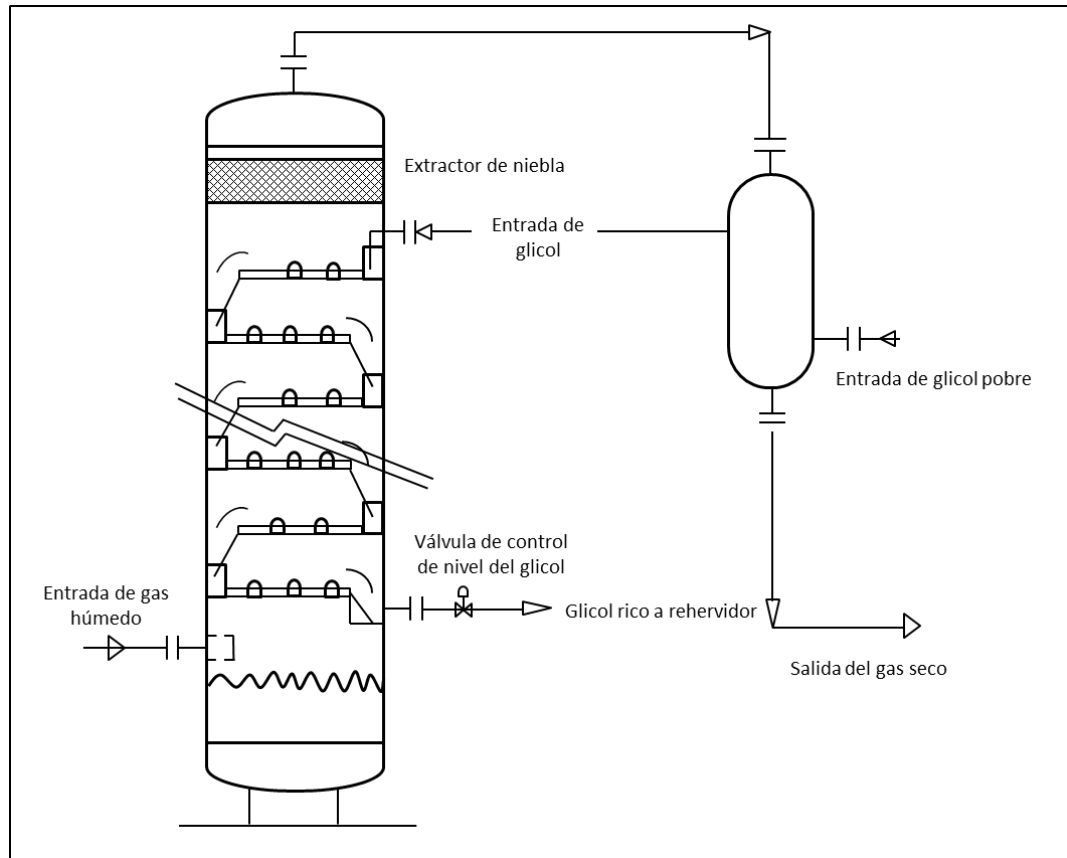
Fuente: MONCADA, Fidelina. MOLINA, David. RAVEN, Hernán. SALAZAR Iliana. Analysis of the system of dehydration of natural gas with triethylene glycol of a plant of extraction of liquids. Vol. 30. Venezuela. 2007.

2.3.1.1 Sistema de Gas. El flujo de gas entra a la unidad por medio de un separador scrubber, en el cual se realiza la remoción de líquidos y sólidos que vienen en él, estos caen a una sección de drenaje ubicado en el fondo para luego ser descargados por una válvula que se activa con el nivel de líquido

El contacto entre el glicol y el gas se da en la torre contactora, es allí donde el glicol absorbe el vapor de agua de la corriente de gas; si al pasar la corriente de gas por el tope de la torre esta contiene glicol, este es removido por el eliminador de niebla localizado en la parte superior de la torre.

El gas deshidratado sale por la parte superior de la torre y pasa por el intercambiador de calor glicol-gas, para que finalmente el gas seco salga de la unidad por el fondo del intercambiador de calor glicol-gas. Ver **Figura 7**.

Figura 7. Esquema del Sistema de Gas



Fuente: ARNOLD, K y STEWART. M. Gas Dehydration Field Manual. United States: Gulf Professional Publishing 2011, P 98. ISBN, 978-1-85617-980-5

- **SEPARADOR SCRUBBER DE ENTRADA:**

Con el fin de prevenir la descarga accidental de grandes cantidades de líquidos y sólidos disueltos en el gas en la contactora, el gas se pasa por el separador scrubber el cual es un cilindro vertical que debe ser lo suficientemente largo para cumplir con su función. Este equipo debe ubicarse cerca al absorbedor de forma que no le dé tiempo al gas de condensarse antes de entrar a este.

En caso de que no se instale un separador scrubber el vapor que se condensa en la corriente de gas pasa al absorbedor diluyendo el glicol, causando que la eficiencia disminuya, lo que conlleva a un aumento de la carga liquido-vapor en la torre de

despojamiento inundando toda la torre y por ende se presentan grandes pérdidas de glicol, si es agua salada se depositará sal en el rehervidor, contaminando la superficie de calentamiento o se podría generar un incendio.

- TORRE CONTACTORA GAS – GLICOL:

Una vez que el gas ha pasado por el separador, este ingresa a la contactora gas-glicol por la entrada inferior del recipiente.

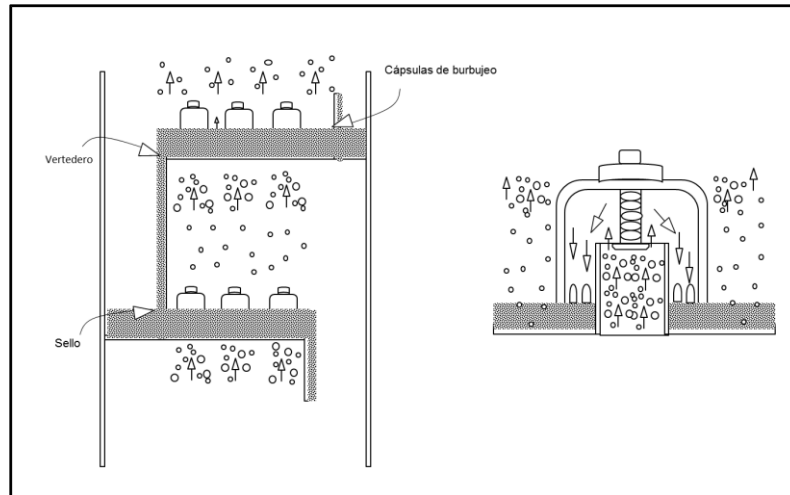
Según su configuración interna se pueden encontrar dos tipos de torres contactoras⁵:

- a. Torre Contactora de platos

El interior de este equipo está compuesto por bandejas con vertederos, las cuales se encargan de mantener un nivel específico de glicol permitiendo que cuando el gas fluye de forma ascendente este haga contacto con el glicol y burbujee (Ver **Figura 8**), cada vez que el gas pasa a través de cada bandeja se remueve cierta cantidad de agua hasta volverlo más seco. Antes de que salga el gas de la torre contactora, este se debe pasar por un extractor de niebla para remover el glicol que intente salir con el gas.

⁵ HERNANDEZ, Nini y ESPINEL, Anyi. Diseño y problemas operacionales en torres contactoras de platos de deshidratación de gas con glicol. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.2007

Figura 8. Configuración interna de una contactora de platos

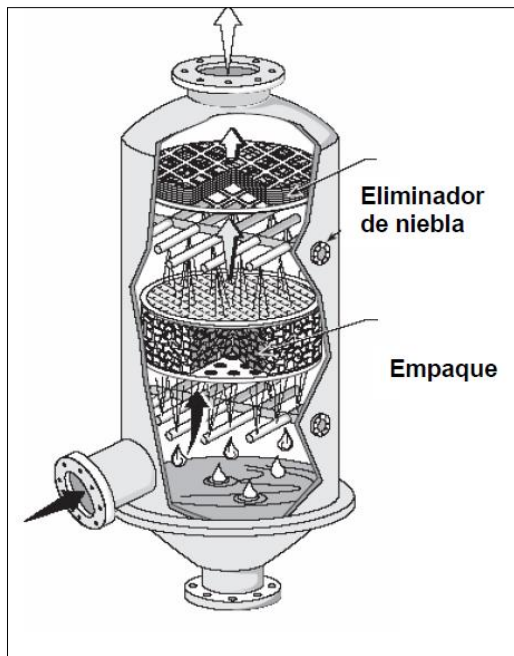


Fuente: ARNOLD.K. & STEWART. M. Gas Dehydration Field Manual. United States: Gulf Professional Publishing. 2011. P 100. ISBN. 978-1-85617-980-5

b. Torre contactora empacada

Este tipo de torres son utilizadas principalmente en procesos de absorción y en contados casos en procesos de destilación. Los tipos de empaques utilizados en estas columnas pueden ser ubicados de forma aleatoria o estructurada. A la hora de seleccionar el tipo de empaque se tiene en cuenta los beneficios para el proceso de absorción, las caídas de presión, la disponibilidad, entre otros, son claves cuando se va a elegir. Ver **Figura 9**.

Figura 9. Torre contactora empacada



Fuente: HERNANDEZ, Nini y ESPINEL, Anyi. Diseño y problemas operacionales en torres contactoras de platos de deshidratación de gas con glicol. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.2007

Las torres de empaques deben cumplir con las siguientes características:

- Deben ser estructuralmente sólidos para un adecuado manejo.
- No deben reaccionar con los fluidos de trabajo.
- Proporcionar un amplia área de contacto entre los fluidos

Los tipos de empaque se clasifican de acuerdo a su estructura:

a. Empaque aleatorio

Estos tipos de empaque no tienen una estructura definida al interior de la torre, puesto que son simplemente lanzados al azar. Los materiales utilizados para la fabricación de los empaques son la porcelana industrial (Resisten altas

temperaturas), el plástico (susceptibles a elevadas temperaturas, son ligeros y tienen una vejez temprana) y el metal (son ligeros).

b. Empaques estructurados

Estos resultan favorables en comparación a los de tipo aleatorio ya que las caídas de presión son menores y tienen la capacidad de manejar altos volúmenes de gas.

- **INTERCAMBIADOR DE CALOR GLICOL-GAS**

El intercambiador de calor de glicol-gas es usado para enfriar el glicol seco que ingresa a la contactora utilizando el gas que sale de esta. Generalmente es un serpentín en el tope de la contactora o puede ser externo. Existen ocasiones en las que se debe evitar el calentamiento del gas, para ello se utiliza un intercambiador enfriado con agua.

El intercambiador de calor debe ser inspeccionado y limpiado frecuentemente para remover depósitos acumulados como sal, coque o goma y sólidos los cuales contaminan la superficie de este, ocasionando la disminución de la velocidad de transferencia de calor y el aumento de la temperatura del glicol seco, generando pérdidas de glicol y una deshidratación difícil de realizar.

2.3.1.2 Sistema de Glicol. El glicol pobre que se encuentra en el tanque de surgencia es bombeado por la bomba de glicol al intercambiador de calor glicol-gas a la presión de operación de la torre contactora, una vez el glicol sale del intercambiador de calor este se dirige hacia la parte superior de la torre donde se obtiene la máxima deshidratación del gas, allí se mueve hacia abajo a través de los tubos de descenso de bandeja en bandeja para ir retirando el vapor de la corriente de gas a medida que estos fluidos fluyen en contracorriente.

El glicol rico sale de la torre contactora por la parte inferior de esta, luego se dirige a un filtro de alta presión donde se retiran las partículas sólidas que el glicol arrastró del gas durante el proceso, este filtro es necesario para proteger la bomba de glicol,

ya que debido a su continuo movimiento por la corriente glicol-gas que se encuentra en circulación es la parte más crítica.

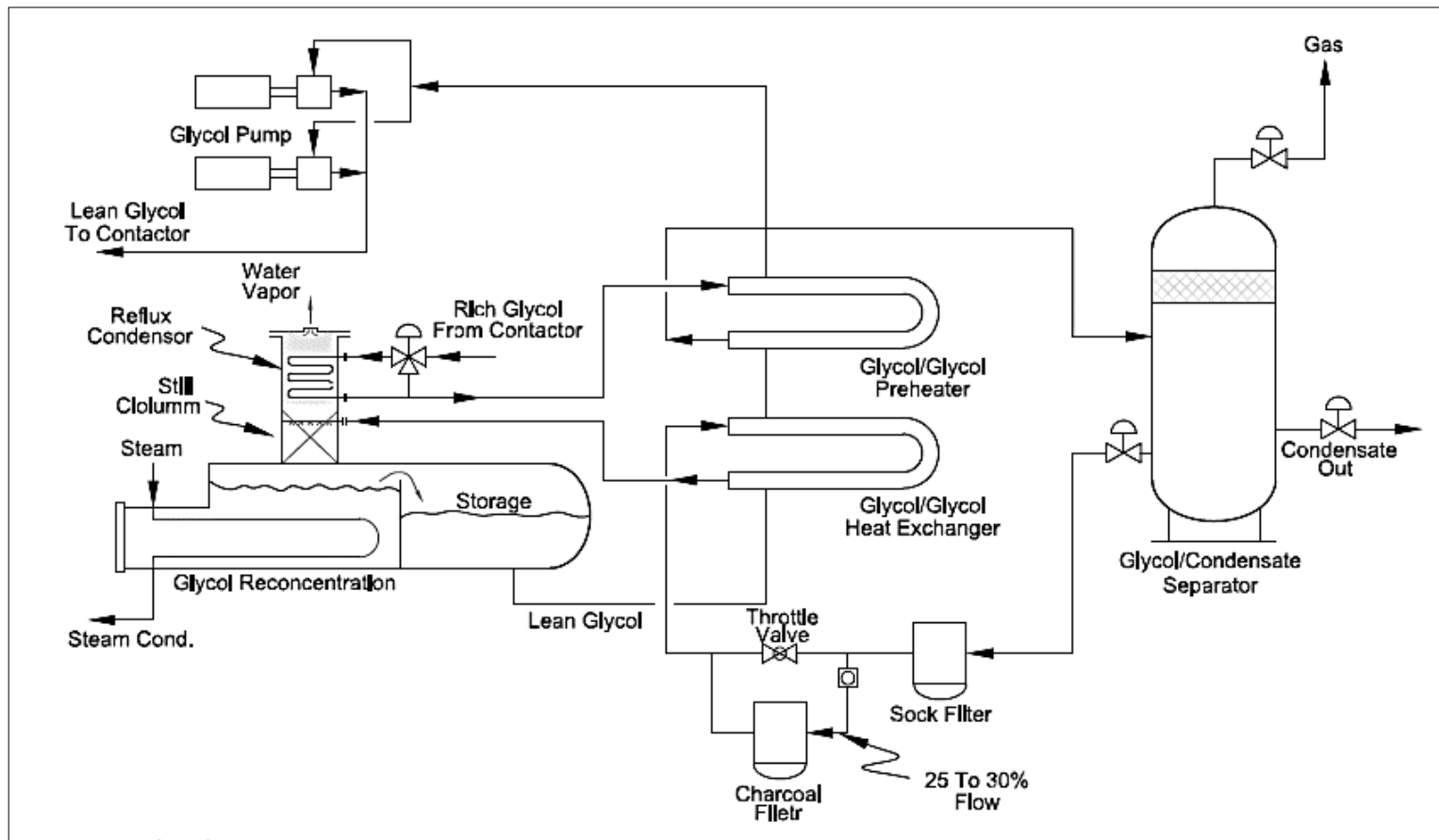
El glicol rico filtrado es transportado por una de las cámaras de la bomba de glicol, después el glicol rico pasa por medio del intercambiador de calor ubicado en el tanque de almacenamiento para precalentarlo debido al intercambio de calor con el glicol pobre que viene del rehervidor; a continuación la corriente de glicol rico caliente pasa del intercambiador de calor a un separador de glicol a baja presión para separar los hidrocarburos gaseosos y líquidos que han entrado en solución, el gas separado sale por el tope de la vasija y es usado como adición del gas combustible que necesita el rehervidor. Por la back pressure valve es expulsado el exceso de gas.

La presencia de un separador trifásico es requerido cuando el glicol rico ha absorbido hidrocarburos líquidos en la torre, ya que es necesario que el glicol ingrese al rehervidor sin estos líquidos puesto que se generarían pérdidas de glicol en el venteo de la despojadora.

La corriente de glicol rico caliente y filtrado ingresa por el fondo de la torre de la despojadora. En la parte superior de la torre se encuentra un condensador de reflujo a condiciones atmosféricas que condensa cualquier vapor de glicol que llegue hasta el tope de esta.

Una vez el glicol rico entra en la columna de la despojadora este fluye hacia abajo haciendo contacto con la sección caliente del rehervidor, produciendo que los vapores de glicol agua y gas asciendan. La parte del glicol que se evapora cuando este entra en contacto con la parte caliente del rehervidor se condensa en la despojadora retornando al rehervidor. El glicol en el rehervidor se desplaza de forma horizontal a través de la caja de fuego para ser calentado a una temperatura entre 375°F y 400°F y así poder eliminar un 99.5% o más del vapor de agua convirtiéndolo en glicol concentrado, una vez este glicol sale del rehervidor se dirige hacia el intercambiador de calor glicol-glicol ubicado en el tanque de surgencia. El glicol pobre se desplaza desde el tanque hasta la bomba de glicol pasando por el filtro para finalmente dirigirse hacia el compartimiento interior del intercambiador tubular de calor glicol-gas hacia arriba a través de él y se devuelve hacia la torre glicol-gas. Ver **Figura 10**.

Figura 10. Esquema del Sistema de Glicol



Fuente: ARNOLD, K y STEWART. M. Gas Dehydration Field Manual. United States: Gulf Professional Publishing 2011, P 99. ISBN, 978-1-85617-980-5

- TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GLICOL POBRE (ACUMULADOR)

Este recipiente consta de un serpentín intercambiador de calor de glicol, en el cual se disminuye la temperatura del glicol que proviene del recalentador y precalienta el glicol rico que se dirige al purificador. La pared de este recipiente tiene la capacidad de enfriar el glicol seco por radiación, es por esto que el tanque no debe estar aislado. Otro mecanismo que ayuda a controlar la temperatura del glicol seco es el enfriamiento de agua.

Cuando se utilizan regeneradores convencionales en los cuales no hay gas de despojamiento debe evitarse la captura de gas aireando el acumulador instalando una conexión en el tope del mismo, ya que los vapores confinados en el tanque de almacenamiento pueden generar bloqueo en la bomba por vapor. Esta línea de venteo debe entubarse alejada del equipo de proceso, sin embargo se debe tener en cuenta que no debe ser conectada al venteo del purificador ya que esto podría ocasionar que el vapor de agua diluyera el glicol concentrado; sin embargo existen regeneradores equipados para suministrar un gas de protección seco en el tanque de almacenamiento. Cuando se utilizan protecciones de gas es necesario chequear que la válvula del gas de protección, la tubería y el orificio de control de flujo estén libres para permitir el paso del gas. Si se busca evitar que el vapor de agua generado en el recalentador contamine el glicol regenerado se necesita un flujo leve de gas.

Es necesario que no se acumulen depósitos de lodos e hidrocarburos pesados en el fondo del acumulador, para esto es necesario su continua inspección, así como la limpieza del serpentín intercambiador de calor para que pueda realizar la transferencia de calor de forma correcta, evitando la corrosión. Es importante mantener el nivel de glicol en el tanque de almacenamiento ya que si se da una fuga en el serpentín del intercambiador el glicol rico diluirá el glicol seco. Si baja el nivel de glicol bombeado es importante agregar el glicol requerido, llevando siempre un registro de la cantidad suministrada.

- TORRE CONTACTORA GLICOL-GAS

El primer contacto entre el glicol y el gas se da en este equipo, en el cual el glicol que proviene del intercambiador de calor glicol-gas ingresa a la torre contactora y fluye por la bandeja superior, dirigiéndose mediante tubos descendentes hacia la parte inferior de la torre con el objetivo de retirar agua del gas en cada bandeja; a

medida que el glicol baja a través de cada plato, este absorbe agua volviéndose cada vez más húmedo. El glicol saturado con agua finalmente se almacena en la parte inferior de la torre

- TANQUE DE EXPANSIÓN O SEPARADOR CONDENSADOR GAS – GLICOL

El gas que sale de la bomba y los hidrocarburos gaseosos del glicol rico pueden ser recuperados con el tanque de expansión, el cual es un equipo opcional; este gas recuperado se usa como combustible para el recalentador o también como gas de despojamiento. Otra de las funciones del tanque de expansión consiste en mantener los hidrocarburos volátiles fuera del recalentador.

El tanque de expansión se ubica ya sea entre la bomba y el serpentín de precalentamiento en el tanque de almacenamiento o entre el serpentín de precalentamiento y el purificador; la temperatura óptima a la que el separador trabaja es de 110°F a 130°F.

Existen separadores de dos y tres fases; los separadores de dos fases usualmente son empleados para extraer el gas en un tiempo de retención de al menos cinco minutos y los separadores de tres fases se usan para eliminar los hidrocarburos líquidos existentes en el glicol rico, el tiempo de retención de líquidos varía de 20 a 45 minutos dependiendo de la cantidad de espuma presente y la clase de hidrocarburo.

- COLUMNA DE DESTILACIÓN O PURIFICADOR

El glicol húmedo que proviene del intercambiador glicol-glicol se dirige hacia la columna destiladora ubicada encima del reconcentrador glicol y en esta se busca separar el agua y el glicol mediante destilación fraccional; generalmente este equipo está compuesto por un condensador que disminuye la temperatura de los vapores de agua y recupera el glicol arrastrado, además en este elemento se pueden presentar pérdidas de glicol ya sea por enfriamiento insuficiente del condensador o por sobrecarga del calentador cuando la condensación llega a ser excesiva.

Cuando las unidades cuentan con eficientes intercambiadores de calor se puede llegar a eliminar entre un 75 y 80% de agua presente en el glicol, antes de que este pase al reconcentrador.

Como el vapor de agua asciende a través de la columna destiladora y sale por el tope de ésta, arrastra consigo vapor de glicol, el cual en algún momento puede llegar a perderse, para evitar estas pérdidas se utiliza un “condensador de reflujo” ubicado en la parte superior del purificador; sin embargo el vapor de glicol que alcanza a perderse es atraído a la película de líquido condensado que se acumula en la superficie del serpentín.

Las gotas de líquido fluyen hacia el reconcentrador para continuar el proceso, evitando pérdidas excesivas de glicol debido a la vaporización. Por lo tanto, en este equipo se da una mayor condensación de reflujo y se requiere mayor carga térmica.

- RECALENTADOR

El recalentador se encarga de proveer calor al glicol y al agua para separarlos mediante destilación simple. Generalmente, los recalentadores de campo contienen una cámara de combustión directa, la cual utiliza gas como combustible; sin embargo, en instalaciones grandes los recalentadores pueden utilizar agua caliente o vapor de agua. En recalentadores de combustión directa, la sección de calentamiento tiene forma de tubo en u y está constituido por dos o más quemadores; este tubo debe ser diseñado con unas especificaciones mínimas las cuales aseguren la larga duración del mismo y eviten la degradación del glicol ocasionadas por sobrecalentamiento. Los recalentadores también contienen controladores de seguridad por alta temperatura los cuales se encargan de apagar el sistema de gas combustible cuando el controlador principal de temperatura falla.

El flujo de calor de la cámara de combustión debe ser lo suficientemente alta, de tal forma que tenga la capacidad de calentar a la temperatura deseada; pero también debe ser lo suficientemente baja a fin de evitar la descomposición térmica del glicol.

El es controlado termostáticamente y de forma automática, sin embargo es indispensable realizar continuos chequeos y verificar si existen excesivas fluctuaciones de temperatura y en caso de que esto ocurra se debe reducir la presión del gas combustible. Si es proceso de calentamiento posible mantener una temperatura uniforme el recalentador funcionará efectivamente.

Cuando la temperatura del recalentador se encuentra regularmente 10°F por encima de las temperaturas mencionadas anteriormente se producirá una decoloración excesiva y una degradación muy lenta. La reducción de la relación de transferencia de calor es un indicativo de la presencia de coque, productos de alquitrán y/o depósitos de sal; igualmente si se realiza un análisis minucioso del glicol se podrá determinar la cantidad y tipo de contaminante; el coque y los productos de alquitrán podrán ser eliminados mediante un proceso de filtración, mientras que los depósitos de sal requieren de equipos más sofisticados para su extracción.

Previo al inicio de operación de la planta es importante comprobar que el recalentador alcance la temperatura de operación deseada antes de que el gas fluya a través del absorbedor.

El recalentador debe permanecer horizontal al momento de ensamblarse y se debe ubicar cerca del absorbedor para de esta forma evitar el enfriamiento excesivo del glicol seco en lugares con bajas temperaturas, la condensación de hidrocarburos y desmesuradas pérdidas de glicol en el absorbedor.

- GAS DE DESPOJO

El gas de despojo es utilizado con el fin de lograr altas concentraciones de glicol las cuales no se pueden obtener en un proceso de regeneración normal; a su vez éste alcanza la depresión máxima del punto de rocío y una mayor deshidratación, obteniéndose en algunos casos concentraciones entre 99.5 y 99.9 % de glicol seco y puntos de rocío hasta de 140°F o mayores. Este elemento igualmente es usado para extraer el agua residual que permanece luego de que el glicol ha sido reconcentrado en el equipo de regeneración.

Existen diversos métodos para ingresar el gas de despojo al sistema; uno de estos métodos consiste en utilizar una sección empacada en el tubo de descenso el cual se encuentra ubicado entre el recalentador y el acumulador, en este sistema el gas absorbe el agua adicional del glicol regenerado. Antes de que éste se dirija hacia el tanque de almacenamiento, el glicol que se encuentra en el recalentador fluye hacia la parte inferior y entra en contacto con el gas de despojo eliminando el exceso de agua existente. Otro de los métodos utilizados consiste en el uso de tubos rociadores de gas de despojo de glicol, a medida que el glicol fluye a través del

recalentador se inyecta gas al recipiente el cual será calentado por el glicol. Luego de esto, el gas de despojo se encargará de eliminar el agua adicional haciendo contacto con el glicol en el recalentador y se encaminará hacia el purificador, mientras que el glicol seco fluirá hasta el tanque de almacenamiento.

- BOMBA DE CIRCULACIÓN DE GLICOL

Este equipo tiene la capacidad de hacer fluir el glicol a través de todo el sistema; generalmente existen bombas alimentadas por electricidad, vapor de agua y glicol; esta última, la bomba gas-glicol es la más utilizada debido a su versatilidad y calidad de sus controles, pues pueden llegar a realizar una operación larga y sin inconvenientes.

Como su nombre lo indica, la bomba de circulación de gas-glicol utiliza volúmenes considerables de glicol rico a una presión determinada en la absorbidora para suministrar la energía de accionamiento requerida. A fin de obtener el volumen requerido de glicol, el gas a presión del absorbedor es llevado con el glicol rico, se ha determinado que a presiones de operación de 1,000 psig en el absorbedor se requiere de un volumen de 5 PCS de gas por galón de glicol seco que circula.

Para obtener resultados óptimos en una deshidratación es recomendable utilizar de 2-5 galones de glicol por libra de agua que se va a extraer, en caso de que el volumen de glicol usado sea excesivo se puede sobrecargar el recalentador y afectar la eficiencia del proceso de deshidratación; es por esto que la proporción de glicol debe ser verificada constantemente cronometrando a la bomba y comprobando que ésta está trabajando a la velocidad adecuada.

Ya que las bombas son los equipos más empleados en un sistema de proceso de glicol, generalmente se cuenta con una bomba de reserva para así evitar paros cuando la bomba principal falla. A menudo, los operadores utilizan la segunda bomba para enviar más glicol hacia al absorbedor y precaver problemas de gas de ventas húmedo. Es importante tener siempre en cuenta que antes de poner en marcha la bomba de reserva se deben verificar cuidadosamente cada una de las variables del proceso.

Un manómetro ubicado en el lado de descarga de la bomba puede utilizarse para comprobar que la bomba esté funcionando correctamente, observando “el brinco”

del medidor conforme el pistón de la bomba se mueve. La falla del medidor es un indicativo de que existe pérdida de glicol.

- ENFRIADOR DE GLICOL POBRE

El TEG pobre es enfriado 10°F por encima de la temperatura del gas de entrada para que así pueda ingresar a la contactora.

- ENFRIADOR DE GLICOL DE TOPE

Este equipo se encarga de disminuir la temperatura de la corriente de vapor que proviene de la columna despojadora de regeneración; a su vez condensando el vapor de agua, BETX y otros VOC's del gas.

- GAS DE PROTECCIÓN

A fin de eludir el contacto entre el aire y el glicol en el recalentador y tanques de almacenamiento se utiliza el gas de protección. Esto se realiza drenando una ligera cantidad de gas a baja presión hacia el tanque de almacenamiento. El gas es transportado en un tubo desde el tanque de almacenamiento hacia el fondo del purificador y éste asciende con el vapor de agua. Quitar el aire contribuye a eludir la descomposición del glicol por oxidación lenta, asimismo permite nivelar la presión existente entre el recalentador y el tanque de almacenamiento para prevenir la ruptura del sello líquido entre estos recipientes cuando exista una contrapresión excesiva en el recalentador.

- RECUPERADOR

Este receptáculo cumple la función de purificar el glicol por medio del proceso de destilación al vacío, recuperando el glicol limpio y eliminando todo sedimento. Éste recipiente es usado opcionalmente en sistemas de glicol muy grandes.

- FILTRO DE MICROFIBRA

Este filtro es usado con el fin de eliminar sedimentos, hidrocarburos alquitranados, entre otras impurezas del glicol húmedo; el filtro de microfibra se usa después de que se ha separado el gas y el condensado en el separador-condensador de gas glicol.

- FILTRO DE CARBÓN

El filtro de carbón activado es utilizado para retirar impurezas disueltas y productos degradados del TEG para mantenerlo puro y con alta calidad, ya que si estos productos no son eliminados pueden llegar a afectar los equipos por corrosión.

2.3.2 Parámetros operacionales

2.3.2.1 *Temperatura del glicol de entrada.* Con el fin de evitar tanto la formación de espumas como la condensación de hidrocarburos en la contactora, se recomienda mantener la temperatura de 10-15 °F por encima de la temperatura del gas de entrada, en caso de que esta temperatura sea muy elevada se presentan pérdidas de glicol en la contactora a la salida del gas seco.⁶

Cuando la temperatura del glicol es baja, aumenta su viscosidad, disminuyendo la eficiencia de contacto en la torre de absorción. Generalmente la temperatura del glicol pobre a la entrada de la torre contactora no puede exceder temperaturas entre 60-65°C (140-149°F).

Las condiciones de equilibrio entre el vapor de agua en el gas y el glicol se ven afectadas por la temperatura.

⁶ ARNOLD, K y STEWART. M. Gas Dehydration Field Manual. United States: Gulf Professional Publishing 2011, P 113. ISBN, 978-1-85617-980-5

2.3.2.2 Temperatura del gas de entrada. Cuando se aumenta la temperatura del gas a presión constante en presencia de agua libre, el gas absorberá vapor de agua adicional. La temperatura del gas de entrada no debe ser inferior a la temperatura a la cual ocurre la formación de hidratos (65°F a 70°F) y debe ser superior a 50°F para así evitar que la viscosidad del glicol aumente, en caso de que la temperatura del gas de entrada se encuentre entre 60°F y 70°F se formará una emulsión entre el glicol y los hidrocarburos líquidos del gas natural dando lugar a la formación de espuma.⁷

Un aumento en la temperatura del gas aumenta su volumen y velocidad, requiriendo un mayor diámetro de la contactora.

Una temperatura óptima del gas de entrada se encuentra entre 80°F y 110°F.

2.3.2.3 Presión del gas de entrada. La presión en la torre contactora debe ser menor a 3000 psig, sin embargo, a una temperatura constante esta no puede llegar a ser muy baja pues el contenido de agua en el gas será alto; a bajas presiones se requieren equipos de menor dimensionamiento. Una presión óptima en la contactora debe ser mayor a 500 psig y menor a 1200 psig.

Cuando se opera una unidad de absorción por debajo de la condición de presión de diseño, ocasiona menor remoción del vapor de agua del gas a tratar, a las mismas tasas de recirculación del glicol y/o concentración del glicol pobre.

Los cambios rápidos de presión generan cambios de velocidad rápidos en la contactora, dando lugar al arrastre del glicol por parte del gas.⁸

⁷ Ibíd., p.111.

⁸ ARNOLD. Op. cit., p.113.

2.3.2.4 Concentración del glicol a la entrada de la columna contactora. A mayor concentración del glicol pobre que entra a la torre contactora, se alcanza una mayor reducción del punto de rocío del agua a una tasa de circulación dada.

Mayores concentraciones de glicol se pueden lograr por medio de un aumento de la temperatura de reconcentración en la torre regeneradora, mediante el uso de un gas de despojo y de la reducción de la presión de operación del reconcentrador.

El contenido de agua del gas deshidratado depende esencialmente de la concentración del glicol pobre. Las concentraciones que cada glicol puede llegar a alcanzar se pueden ver en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Concentración del glicol pobre (%W) a temperatura de descomposición y 1 Atm

Glicol	Concentración del glicol pobre (%W) a temperatura de descomposición y 1 Atm
Etilenglicol (EG)	96
Dietilenglicol (DEG)	97,1
Trietilenglicol (TEG)	98,7
Tetraetilenglicol (TTEG)	>99

Fuente: CAMPBELL, John M. Gas Conditioning & Processing: Volume 2: The Equipment Modules. 8 ed. Norman: Campbell Petroleum Series, 1992. p.336

El cambio operacional que puede realizarse en el sistema de glicol que genera el efecto más apreciable sobre la reducción del punto de rocío es el grado de reconcentración del glicol que se puede obtener en el regenerador, indicado como un porcentaje de pureza (%W).

2.3.2.5 Tasa de recirculación. Cuando la tasa de recirculación del glicol en un tipo de torre determinado y a una concentración constante es baja, la reducción del punto de rocío del agua también lo es. La cantidad de agua total removida del gas depende de la tasa de recirculación de glicol, mientras que el punto de rocío del gas es afectado por la concentración del glicol.

Si se da un mayor contacto entre el gas húmedo y el glicol pobre en la torre contactora, mayor vapor de agua es absorbido por el glicol.

A mayor tasa de circulación, mayor es el calor que requiere el rehervidor, disminuyendo la temperatura de la torre regeneradora y la concentración del glicol pobre

La tasa de circulación óptima en una planta deshidratadora estándar se encuentra entre 2 – 5 galones de glicol por libra de agua removida.

Cuando las tasas de circulación son excesivas se generan problemas operacionales tales como:

- ✓ Sobrecarga en la torre regeneradora
- ✓ No se alcanza la concentración deseada del glicol
- ✓ Altas pérdidas del glicol
- ✓ Aumenta los problemas de mantenimiento de la bomba
- ✓ ineficiente contacto entre el glicol y el gas en la absorbedora

2.3.2.6 Temperatura del rehervidor. Cuando el rehervidor opera a una presión constante y altas temperaturas sin exceder la temperatura de degradación del glicol utilizado en el proceso, se alcanzan las concentraciones máximas dependiendo del tipo de glicol.

En la **Tabla 3** se presentan las temperaturas máximas a las cuales los recalentadores deben permanecer, evitando siempre la degradación del glicol:

Tabla 3. Temperatura de descomposición de los tipos de glicol

TIPO DE GLICOL	TEMPERATURA TEÓRICA DE DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA
Etilenglicol	329°F
Dietilenglicol	328°F
Trietilenglicol	404°F
Tetraetilenglicol	460°F

Fuente: CAMPBELL, John M. Gas Conditioning & Processing: Volume 2: The Equipment Modules. 8 ed. Norman: Campbell Petroleum Series, 1992. p.336

2.3.2.7 Temperatura de destilación de regeneración del glicol. La temperatura adecuada para operar el tope de la torre destiladora (permite que el vapor escape) se encuentra entre 215°F y 225°F, si se tiene una temperatura que exceda los 250°F se produce perdidas por vaporización de glicol. Si por el contrario la temperatura está por debajo de 220°F se da condensación de agua requiriendo mayor carga de calor en el rehervidor.

Un reflujo alto de glicol frio en el condensador de reflujo genera una disminución de la temperatura del tope de la torre destiladora por debajo de 200°F, ocasionando exceso de condensación de agua.

2.3.2.8 Presión en el rehervidor. Presiones de operacion en el rehervidor mayores a la atmosferica reduce la concentracion del glicol y la eficiencia de la remocion del agua del gas. por otro lado, si se tienen presiones menores a la atmosferica se reduce la temperatura de ebullicion de la mezcla rica glicol-agua y la concentracion del glicol regenerado sera mayor a la misma temperatura en el rehervidor.

Cuando se trabaja a presiones de vacio el proceso se vuelve complejo operacionalmente y se generan dificultades en el proceso ya que ingresa aire al equipo, causando degradacion de glicol.si se requiere obtener concentraciones de

glicol mayores a 99.5% sin utilizar gas de despojo, el rehervidor opera a 10 psi(500 mmHg absoluto).

3 CONTROL DEL PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO EN UNA CORRIENTE DE GAS NATURAL

El punto de rocío de hidrocarburos es un factor representativo de la calidad del gas ya que establece un parámetro de control para evitar inconvenientes en las líneas de transporte, esto se logra manteniendo el gas por encima del punto de rocío de hidrocarburo.

El control del punto de rocío de hidrocarburo es necesario ya que permite a la industria del gas disminuir los pasivos del sistema, extenderse a otros mercados y generar mayores ingresos de explotación. Por medio del control del HCDP, se puede evitar la condensación de hidrocarburos pesados disueltos en la corriente de gas cuando este está siendo transportado y atraviesa zonas de bajas temperaturas; estos líquidos se acumulan en la sección inferior de la tubería de transporte dificultando el flujo del gas a través del sistema y sobre presionando la tubería, además ocasionan inconvenientes en las instalaciones del sistema, errores en el cálculo de las propiedades que se requieren determinar en la transferencia de custodia y finalmente pueden provocar incendios y explosiones en puntos de venta de los usuarios finales.

3.1 PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO

La Comisión Reguladora de Energía y Gas define el punto de rocío de hidrocarburos como “La temperatura a la cual empieza a aparecer líquido condensado de hidrocarburos. No hay condensación a temperaturas superiores al punto de rocío. Cuando la temperatura cae por debajo del punto de rocío, cada vez se forma más líquido condensado. Los puntos de rocío de hidrocarburos dependen de la composición del gas natural y de la presión a la cual esté sometido dicho gas”⁹. El gas natural generalmente contiene en menor proporción hidrocarburos de alto peso

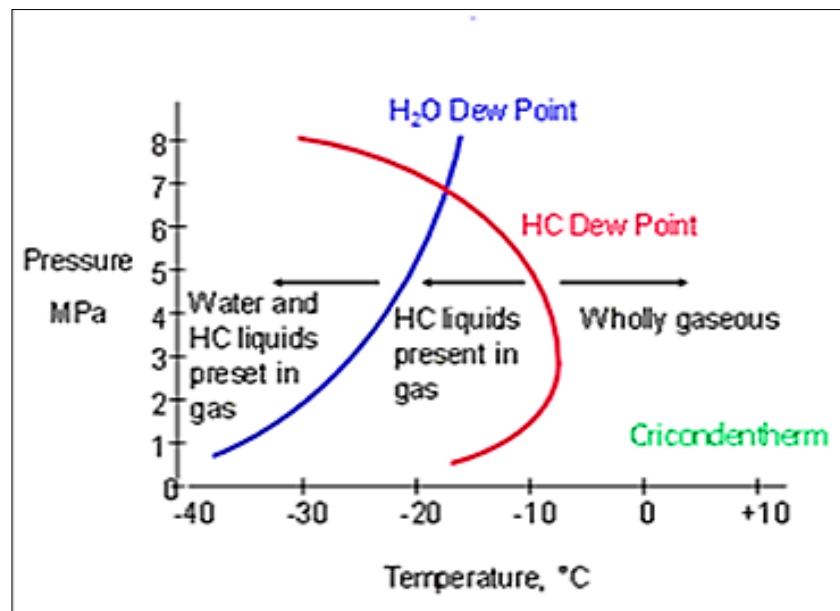
⁹ Comisión Reguladora de Energía y Gas. “Actualización al Reglamento Único de Transporte de gas Natural-RUT”. Documento CREG-054, 21 de Junio de 2007.

molecular, el compuesto de mayor peso molecular es aquel que primero condensa y es el que determina el punto de rocío de la mezcla del gas natural.

3.2 TEMPERATURA CRICONDENTÉRMICA

La temperatura Cricondentérmica es la máxima temperatura del punto de rocío que alcanza la envolvente de equilibrio liquido-vapor para un gas de composición determinada en un rango específico de presiones.¹⁰ Ver **Figura 11**.

Figura 11. Envolverte típico de fases



Fuente: STOKES, Andrew. & SUMMERS, Michael. Advances in Optical Techniques for Moisture and Hydrocarbon Detection. United Kingdom, 2013.

¹⁰ DPC. Dew point control. What is HCDP (Hydrocarbon Dew Point)?. [En línea]. [Sugar Land, Texas. EU]. DPC, Dew point control, 2014. Disponible En: <<http://dewpointcontrol.com/hcdp.html>> [Citado en 8 de Diciembre del 2014].

3.3 DISMINUCIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO

Según la CREG “*el punto de rocío de hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el de 45°F ó 7,2°C*”,¹¹ la disminución del punto del rocío de hidrocarburo se realiza para asegurar que no se formen hidrocarburos líquidos en la tubería, cuando hay cambio de temperatura debido a las diferentes ubicaciones geográficas por las que pasa la línea de gas, o cuando hay enfriamiento debido a la expansión.

Los métodos para determinar la calidad del gas natural según el contenido de líquidos son mencionados a continuación:

- Especificaciones del HCDP: Fijando una temperatura máxima de HCDP a la presión de operación, o determinando la temperatura Cricondentérmica.
- Contenido máximo de compuestos pesados (C5+): Medido en porcentaje molar, o en GPM.

3.3.1 Procesos para la disminución del punto de rocío del hidrocarburo del gas natural. La cantidad de los líquidos recuperados como un subproducto de una unidad de control de HCDP depende de la composición del gas. Las mezclas de gases menos densas tienen líquidos recuperables en menor cantidad, las cuales necesitan temperaturas menores para alcanzar la recuperación óptima mientras que las mezclas de gases más densas o ricas en hidrocarburos pesados necesitan mayor refrigeración.

Es esencial retirar casi todos los hidrocarburos pesados de la mezcla de gas para cumplir con la especificación de HCDP, para esto se llevan a cabo algunos procesos entre los que encontramos:

- Ciclo corto de adsorción
- Refrigeración
- Absorción con Aceite Pobre

¹¹ Comisión Reguladora de Energía y Gas. Op. cit., p.04.

- Turbo Expander

La selección del proceso adecuado para la disminución del punto de rocío por hidrocarburo principalmente depende del valor de la extracción de GLP, el valor de recuperar el etano y la composición del gas.

4 SELECCIÓN DEL ABSORBENTE

El absorbente seleccionado debe ser aquel que logre llevar el gas natural a las condiciones establecidas por la normatividad Colombiana en el Reglamento Único de Transporte¹²; tanto para el punto de rocío de hidrocarburos como para el contenido de agua, pues en caso de no cumplir con estas especificaciones el gas no podrá ser comercializado generando pérdidas económicas para la industria.

Gran variedad de absorbentes comerciales son utilizados en los diferentes sistemas de tratamiento del gas natural, sin embargo, los glicoles han demostrado ser los más eficientes pues cuentan con infinitas propiedades, las cuales bajo ciertas condiciones de operación resultan favorables tanto en la eliminación de agua como en la remoción de algunos tipos de hidrocarburos del gas natural; es por esto que estos desecantes líquidos son notablemente considerados en la deshidratación del gas natural y control del punto de rocío de hidrocarburos.

4.1 GLICOL

Los glicoles o también llamados alcoholes poli hidroxilos son un tipo de compuesto químico que contienen dos grupos hidroxilos –OH en su estructura molecular, los cuales presentan características compatibles con el agua, la más relevante es la capacidad para formar puentes de hidrógeno, siendo esta propiedad la responsable de que los glicoles sean altamente solubles en agua, posean puntos de ebullición elevados en comparación con los hidrocarburos, sean estables tanto química como térmicamente y sus puntos de fusión sean bajos, razón por la cual han sido empleados en la deshidratación del gas natural.

Para una exitosa remoción de agua y trazas de hidrocarburo pesado del gas natural se hace imprescindible la elección del tipo de glicol que mejor se ajuste a los siguientes criterios:

¹² Comisión Reguladora de Energía y Gas. “Actualización al Reglamento Único de Transporte de gas Natural-RUT”. Documento CREG-053, 16 de agosto de 2007.

- Tener alta eficiencia de absorción.
- Ser no corrosivos a los tubos y válvulas
- Estabilidad química y térmica con los componentes a interactuar
- Ser no tóxicos.
- Baja tendencia a formar emulsiones y espumas.
- No solidificar en soluciones concentradas.

4.1.1 Tipos de Glicoles. En la industria existen diversos tipos de glicoles los cuales pueden ser utilizados en el proceso de deshidratación, tales como:

- Etilenglicol (EG)

Este desecante líquido se pierde en la corriente de gas en la torre contactora, debido a que tiene una elevada presión de vapor, la absorción de hidrocarburos se ve favorecida a altas tasas de circulación de gas y altas temperaturas¹³, esta absorción es insignificante en comparación con los demás glicoles.

A temperaturas de operación inferiores a 50 °F este glicol se puede recuperar para emplearse como inhibidor de hidratos.¹⁴

- Dietilenglicol (DEG)

El dietilenglicol se ve afectado por las altas temperaturas las cuales provocan su degradación, evitando una adecuada regeneración ya que esta debe llevarse a cabo a altas temperaturas entre 325°F y 350°F para alcanzar las concentraciones de glicol pobre requerido.

¹³ NASSAR VIVIAN L ,BULLIN JERRY A ,LYDDON LILI G. Solubility of Hydrocarbons in Physical Solvents.En: Bryan Research & Engineering, Inc. Bryan, Texas.2000. p.14.

¹⁴ ARNOLD, K y STEWART. M. Gas Dehydration Field Manual. United States: Gulf Professional Publishing 2011, p.110.

Altos volúmenes de DEG son arrastrados por el gas en la torre contactora debido a su alta presión de vapor. La absorción de hidrocarburos se presenta en menor grado en comparación con el TEG.¹⁵

- Trietilenglicol (TEG)

El Trietilenglicol es un líquido incoloro e inodoro el cual es moderadamente viscoso, presenta un alto punto de ebullición, es soluble en el etanol, en la acetona, ácido acético, glicerina y en los aldehídos¹⁶. El TEG es de fácil regeneración a altos niveles de concentración por su alto punto de ebullición; además, genera bajas pérdidas por evaporación.

Las altas tasas de circulación dan lugar a la absorción de hidrocarburos, las cuales se dan en menor grado en comparación con el TTEG.

- Tetraetilenglicol; TTEG

El tetraetilenglicol es un líquido transparente, incoloro, inodoro, de alta viscosidad e higroscópico. El TTEG es completamente miscible en el agua y muchos líquidos orgánicos. Este líquido presenta propiedades similares a las del dietilenglicol y el trietilenglicol y es preferencialmente utilizado en aplicaciones que requieran altos puntos de ebullición.¹⁷

¹⁵ Ibíd., p.14.

¹⁶ Anyadiegwu, Kerunwa Anthony , Oviawe Patrick .NATURAL GAS DEHYDRATION USING TRIETHYLENE GLYCOL (TEG). Disponible en: www.vurup.sk/petroleum -coal.Owerri, Nigeria.July 28, 2014

¹⁷ DOW CHEMICAL. Dow Ethylene glycols: Tetraethylene glycol. En: The Dow Chemical Company [En línea]. Disponible en: <<http://www.dow.com/ethyleneglycol/resources/index.htm>> [citado en 10 de Diciembre de 2015]

Las pérdidas de TTEG en las torres contactoras son mínimas debido a su baja presión de vapor. Alcanza altas temperaturas de regeneración, entre 400°F y 430°F¹⁸.

En las **Tablas 4** se muestran las diferencias entre las propiedades físicas y las Características fundamentales de los diferentes tipos de glicol respectivamente

Tabla 4. Características y propiedades físicas de los diferentes glicoles

Tipo de Glicol	EG	DEG	TEG	TTEG
Fórmula	C ₂ H ₆ O ₂	C ₄ H ₁₀ O ₃	C ₆ H ₁₄ O ₄	C ₈ H ₁₈ O ₅
Peso Molecular	62.1	106.1	150.2	194.228
Pto ebullición atm (°F/°C)	387/193	476/245	545/286	618/325
Gravedad Específica				
SG @ 77 °F (25°C)	1.110	1.113	1.119	1.123
Punto de Congelación (°F/°C)	8/-13	17/-8	19/-7	15.1/-9
Viscosidad Absoluta				
Visc @ 77 °F (25°C), CP	16.5	28.2	37.3	44.6
Visc @ 140 °F (60°C), Cp	4.68	6.99	8.77	10.2
Calor específico @ 77 °F (25°C), btu/(lb°F)	0.58	0.55	0.53	0.52

¹⁸ ARNOLD, K y STEWART. M. Gas Dehydration Field Manual. United States: Gulf Professional Publishing 2011, p.110.

Tabla 4. Continuación

Calor de Vaporización (760 mmHg), BTU/lb	364	232	174	-
Temperatura de descomposición, °F	329	328	404	460
Grado de deshidratación (depresión del punto de rocío en el equilibrio) @100°F	37	37	18	0
P_{vapor} 77 °F/25°C, mmHg	0.12	<0.01	<0.01	<0.01
Perdidas de glicol	EG>DEG>TEG>TTEG			
Aplicación	Debido a su bajo precio, baja viscosidad y baja solubilidad en hidrocarburos líquidos, se usa principalmente para la prevención de la formación de hidratos	Puede ser usada tanto para la inyección como para la deshidratación. Debido a su grado de deshidratación se usa muy poco.	Usado en el 95% de los deshidratadores ya que puede conseguir los menores puntos de rocío y el que tiene menores pérdidas por vaporización.	Debido a su higroscopicidad y su baja volatilidad es usado en la deshidratación de gas natural, además tiene la capacidad de separar hidrocarburos aromáticos a partir de los no aromáticos.

Fuente: GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book [Electronic]. 12 ed [Tulsa, Oklahoma, United States]: GPSA Global, oct 2004.

El TEG es el más utilizado en la industria por tener la capacidad de regenerarse fácilmente alcanzando concentraciones hasta del 98% debido a la gran diferencia

que existe entre los puntos de ebullición del agua y el TEG (212°F y 549°F respectivamente), dando lugar a un sencilla destilación. El EG y el DEG también cumplen con las especificaciones de contenido de agua en el proceso de deshidratación por absorción y pueden llegar a mejorar su regeneración mediante el uso de procesos de sistemas de mejoramiento tales como la inyección de gas de despojo en el rehervidor¹⁹

Durante el proceso de absorción los glicoles pueden llegar a remover componentes aromáticos como benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX-Benceno, toluene, Ethylbenzene, Xylenes) y componentes orgánicos volátiles (VOCs- Volatil Organic Compounds) del gas natural²⁰, los cuales son emanados a la atmósfera durante la etapa de regeneración del glicol.

John Campbell²¹ afirma que la absorción de BTEX se ve favorecida a temperaturas bajas, altas presiones, e incremento de la concentración y gasto del glicol.

La solubilidad relativa del benceno y del tolueno en cada uno de los glicoles de estudio, son mostradas en la **Tabla 5**.

¹⁹ EBELING, Harold O. Reduce Emissions and Operating Costs with Appropriate Glycol Selection. En: Bryan Research & Engineering, Inc - Technical papers [En línea], 2006. Disponible en: <<https://www.bre.com/PDF/Reduce-Emissions-and-Operating-Costs-with-Appropriate-Glycol-Selection.pdf>> [Citado en 15 de octubre de 2015].

²⁰ Ribón Helena, Santos Nicolás, Ortiz Olga. MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL. En: Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 8 N° 2 de 2010 - Jul/Dic .pp 55/64

²¹ CAMPBELL, John M. Gas Conditioning & Processing: Volume 2: The Equipment Modules. 8 ed. Norman: Campbell Petroleum Series, 1992.

Tabla 5. Solubilidad del benceno y del tolueno en los diferentes tipos de glicol

Componente	Solubilidad (% peso a 25°C)			
	EG	DEG	TEG	TTEG
Benceno	5,7	31,3	Completamente soluble	Completamente soluble
Tolueno	2,9	17,2	24,8	89

Fuente: EBELING, Harold O. Reduce Emissions and Operating Costs with Appropriate Glycol Selection. En: Bryan Research & Engineering, Inc - Technical papers [En línea], 2006. Disponible en: <[https://www.bre.com/PDF/Reduce Emissions and Operating Costs with Appropriate Glycol Selection.pdf](https://www.bre.com/PDF/Reduce%20Emissions%20and%20Operating%20Costs%20with%20Appropriate%20Glycol%20Selection.pdf)> [Citado en 15 de Octubre de 2015].

4.2 MATRIZ DE EVALUACIÓN PARA LA SELECCIÓN DEL ABSORBENTE

Mediante una matriz de evaluación técnica se valoran los criterios más representativos para seleccionar los glicoles comerciales que presenten mejores características en los procesos de la deshidratación de gas y la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos.

La metodología utilizada para la realización de la matriz de selección del glicol es basada en el método empleado por Gayon²², la cual fue realizada a partir de la revisión de la base de datos de Tecnoconsult y cuenta con el respaldo de PDVSA Gas.

²² GAYON L, Jennifer. Análisis de selección de tecnología para deshidratación del gas natural proveniente del distrito Anaco. Trabajo de grado Especialización en ingeniería del Gas Natural. Caracas: Universidad Simón Bolívar. Decanato de Estudios de Postgrado. 2008. p.56-69.

4.2.1 Criterios de selección de los absorbentes que presentan mejores características para la deshidratación y la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos. Con el objetivo de seleccionar los absorbentes que presenten las mejores características, se evalúa la influencia de ciertas propiedades de glicoles como el Dietilenglicol, Trietilenglicol y Tetraetilenglicol sobre los procesos de remoción de agua y trazas pesadas de hidrocarburos del gas; este análisis se llevará a cabo a partir de sensibilidades a diferentes condiciones para un gas en particular.

Los criterios en base a los cuales se seleccionarán los absorbentes serán propiedades tales como la depresión del contenido de agua, reducción del punto de rocío de hidrocarburos, temperatura de degradación, presión de vapor, absorción de BTEX, absorción de gases ácidos y la viscosidad de los glicoles.

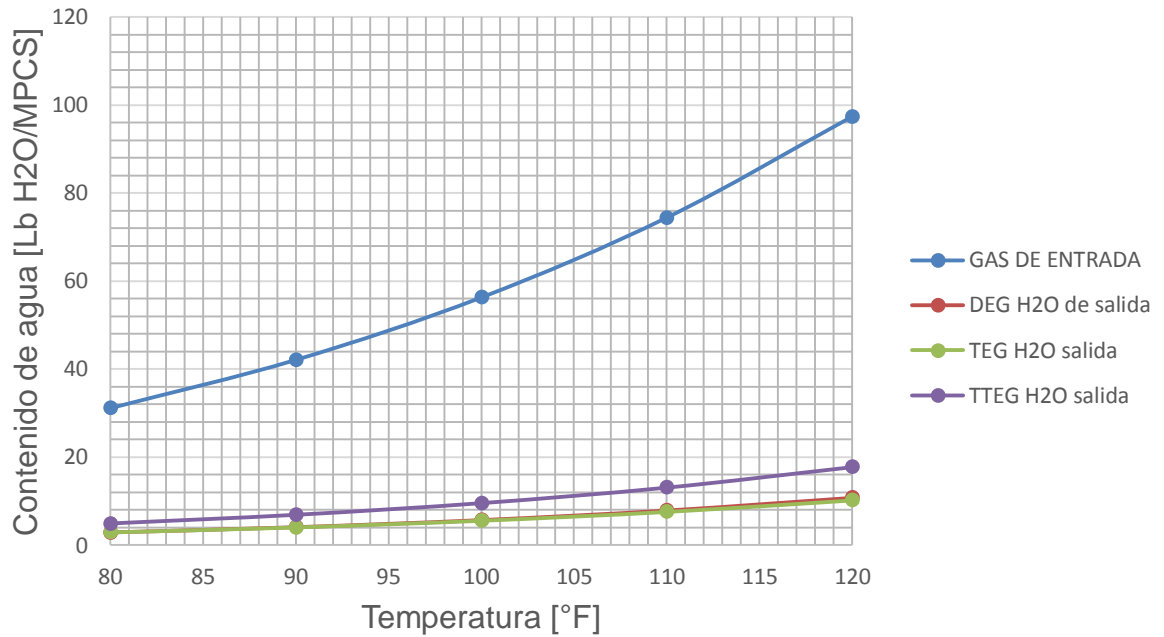
Los resultados obtenidos para cada uno de los glicoles en los diferentes procesos de absorción se presentarán a continuación y a partir de estos se establecerá una calificación a cada uno de los criterios a evaluar para de esta forma seleccionar los absorbentes que por su eficiencia logren ser los mejores para llevar a cabo cada uno de los procesos.

4.2.1.1 Depresión del contenido de agua. Generalmente la corriente de gas natural que proviene del pozo viene saturada de agua a una presión y temperatura dada, la presencia de agua líquida puede incrementar la corrosividad del gas natural especialmente cuando el gas contiene H₂S y CO₂; sin embargo esta puede ser retirada por diversos procesos hasta lograr la especificación RUT²³ requerida (6 libras de agua/ MMPCS).

A continuación, en la **Figura 12** se evidencian las reducciones del contenido de agua en un gas alcanzadas por el dietilenglicol, trietilenglicol y tetraetilenglicol a una presión de 1100 psig, una tasa de circulación de 7 gal glicol/LbH₂O removida y a diferentes temperaturas.

²³ Comisión Reguladora de Energía y Gas. “Actualización al Reglamento Único de Transporte de gas Natural-RUT”. Documento CREG-053, 16 de agosto de 2007.

Figura 12. Depresión del contenido de agua lograda por los diferentes glicoles



En la **tabla 6** se indican las calificaciones otorgadas al criterio en estudio según las condiciones de favorabilidad para los procesos.

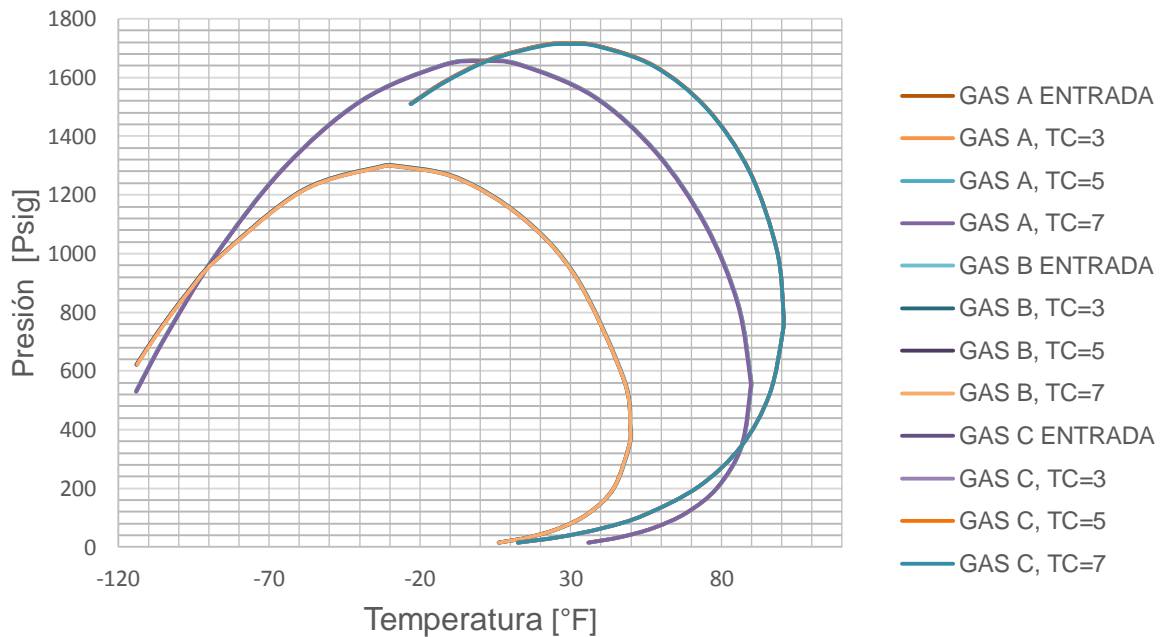
Tabla 6. Calificaciones para comparar el grado de remoción de agua del gas Natural por los glicoles

Ponderación	Significado
5	Contenido de agua en el gas de salida entre 0 y 5 [LbH2O/MPCS]
3	Contenido de agua en el gas de salida entre 5 y 10 [LbH2O/MPCS]
1	Contenido de agua en el gas de salida > 10 [LbH2O/MPCS]

4.2.1.2 Reducción del punto de rocío de hidrocarburos. El gas natural está compuesto por metano (CH₄) mezclado con componentes no hidrocarburos e hidrocarburos, cuando estos últimos están presentes en suficientes cantidades el gas no llega a cumplir con la especificación RUT²⁴ debido a su alto punto de rocío de hidrocarburos. Estos hidrocarburos pesados presentes en la corriente de gas natural deben ser removidos ya que se condensan desde su fase gaseosa a causa de los cambios de presión y temperatura durante el transporte ocasionando problemas operacionales.

En las **Figuras 13, 14 y 15** se observa la reducción del punto de rocío de hidrocarburos evaluada para tres gases diferentes y utilizando absorbentes como el dietilenglicol, trietilenglicol y tetraetilenglicol con una pureza del 97,1% cada uno.

Figura 13. Depresión del punto de rocío de hidrocarburos utilizando el dietilenglicol como absorbente



²⁴ Comisión Reguladora de Energía y Gas. “Actualización al Reglamento Único de Transporte de gas Natural-RUT”. Documento CREG-053, 16 de agosto de 2007.

Figura 14. Depresión del punto de rocío de hidrocarburos utilizando el trietilenglicol como absorbente

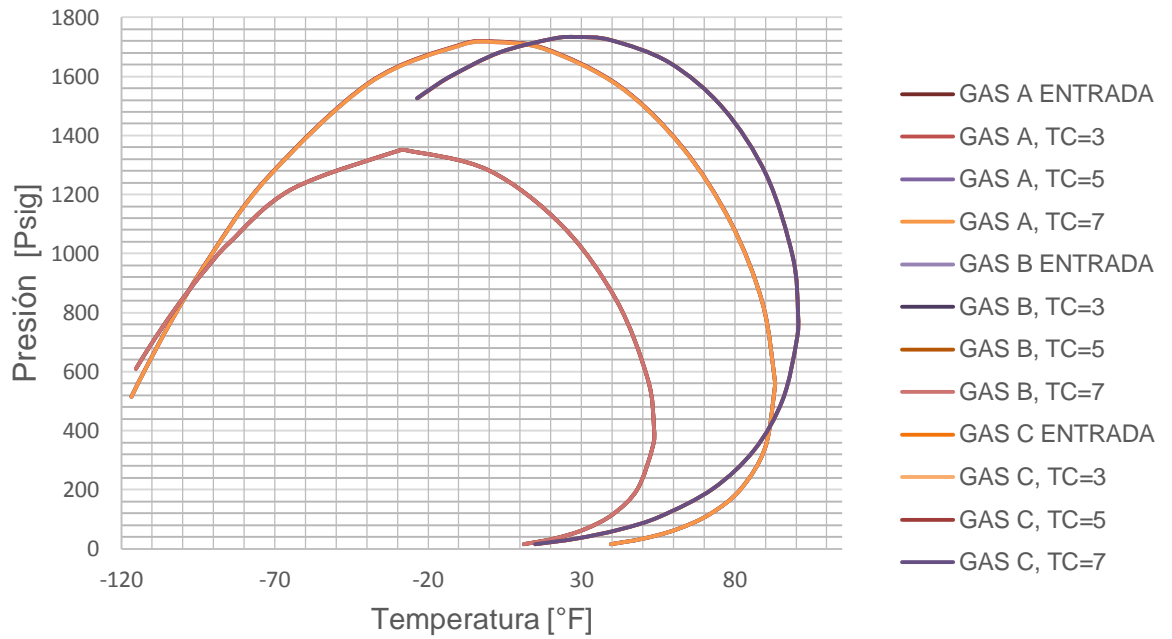
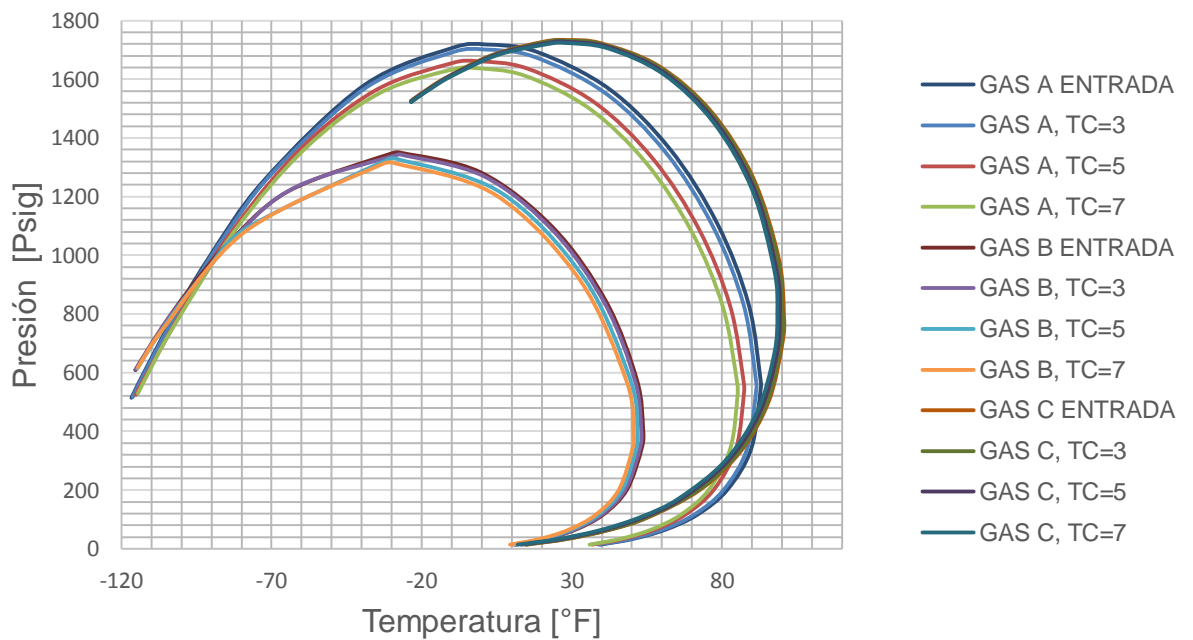


Figura 15. Depresión del punto de rocío de hidrocarburos utilizando el tetraetilenglicol como absorbente



En la **tabla 7** se muestran las calificaciones otorgadas al criterio en estudio según las condiciones de favorabilidad para los procesos.

Tabla 7. Calificaciones para comparar el grado de absorción de hidrocarburos pesados por los glicoles.

Ponderación	Significado
1	No hay reducción del punto de rocío de hidrocarburos
3	Reducción del punto de rocío de hidrocarburos entre 0 y 1 [°F]
5	Reducción del punto de rocío de hidrocarburos > 1 [°F]

4.2.1.3 Temperatura de degradación. Altas temperaturas en el rehervidor dan como resultado alta concentración (pureza) de glicol, sin embargo esta operación se ve limitada por la temperatura a la cual el glicol opera pues se alteran propiedades como el PH y se genera un aumento de la velocidad de degradación. Es por esto que es recomendable seleccionar el glicol con la mayor temperatura de degradación con el fin de alcanzar alto grado de pureza en la etapa de regeneración.

En la **tabla 8** se muestran las calificaciones otorgadas al criterio en estudio según las condiciones de favorabilidad para los procesos.

Tabla 8. Calificaciones para comparar las temperaturas de degradación del glicol

Ponderación	Significado
5	Temperatura de degradación mayor a 450°F
4	Temperatura de degradación entre 400°F y 450 °F
3	Temperatura de degradación entre 350°F y 400°F
1	Temperatura de degradación menor a 350°F

4.2.1.4 Presión de vapor del glicol. Generalmente las pérdidas de glicol son provocadas por el arrastre mecánico en la columna contactora y de despojo, ocasionadas principalmente por las altas presiones de vapor de los glicoles generando problemas operacionales. Por lo tanto, a menor presión de vapor menor será la vaporización del mismo. Es por esto que se busca seleccionar el tipo de glicol con menor presión de vapor.

En la **tabla 9** se muestran las calificaciones otorgadas al criterio en estudio según las condiciones de favorabilidad para los procesos.

Tabla 9. Calificaciones para comparar la volatilidad de los glicoles

Ponderación	Significado
5	Presión de vapor < 0,01 mmHg
3	Presión de vapor entre 0,01 y 0,1 mmHg
1	Presión de vapor > 0,1 mmHg

4.2.1.5 Absorción de BTEX. La emisión a la atmosfera en la etapa de regeneración de contaminantes dañinos al aire tales como los compuestos orgánicos (VOC) y los compuestos aromáticos (BTEX) representan ambientalmente un reto para la industria de los hidrocarburos ya que se debe cumplir con ciertas normas nacionales e internacionales. Sin embargo, es indispensable remover dichos hidrocarburos pues generan altos puntos de rocío de hidrocarburos en el gas.

En las **Figuras 16, 17 y 18** se observa la absorción de los BTEX evaluada para un gas en particular a presiones de 900 y 1100 psig y tasas de circulación de 3, 5 y 7 gal glicol/LbH₂O removida, utilizando el dietilenglicol, trietilenglicol y tetraetilenglicol como absorbentes.

Figura 16. Absorción de BTEX del gas utilizando dietilenglicol como absorbente

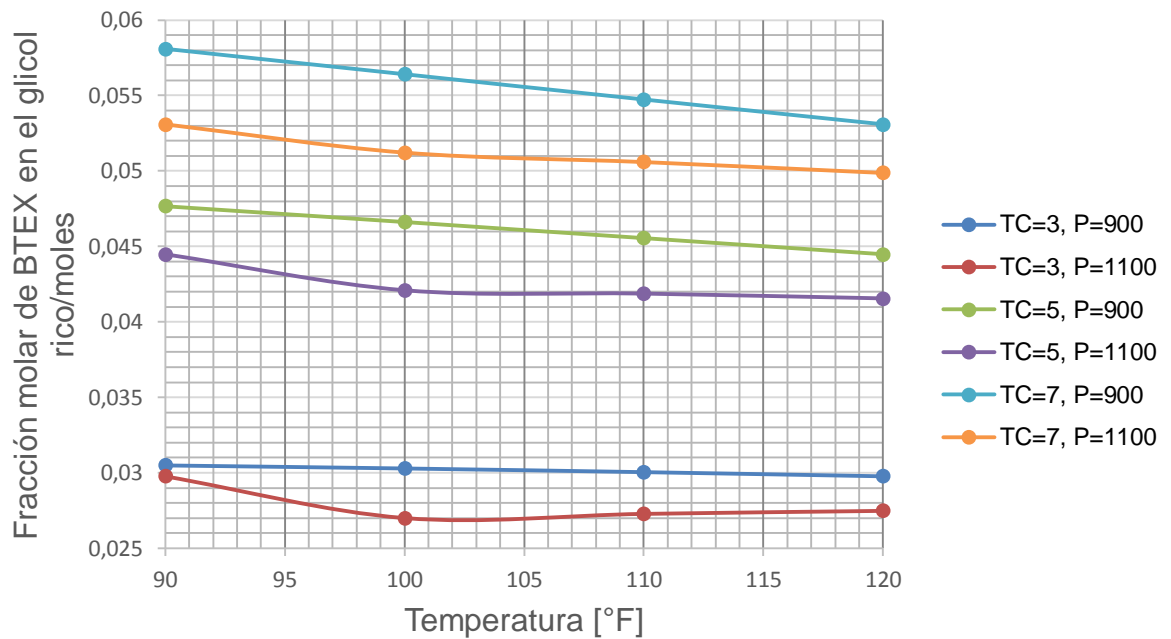


Figura 17. Absorción de BTEX del gas utilizando trietilenglicol como absorbente

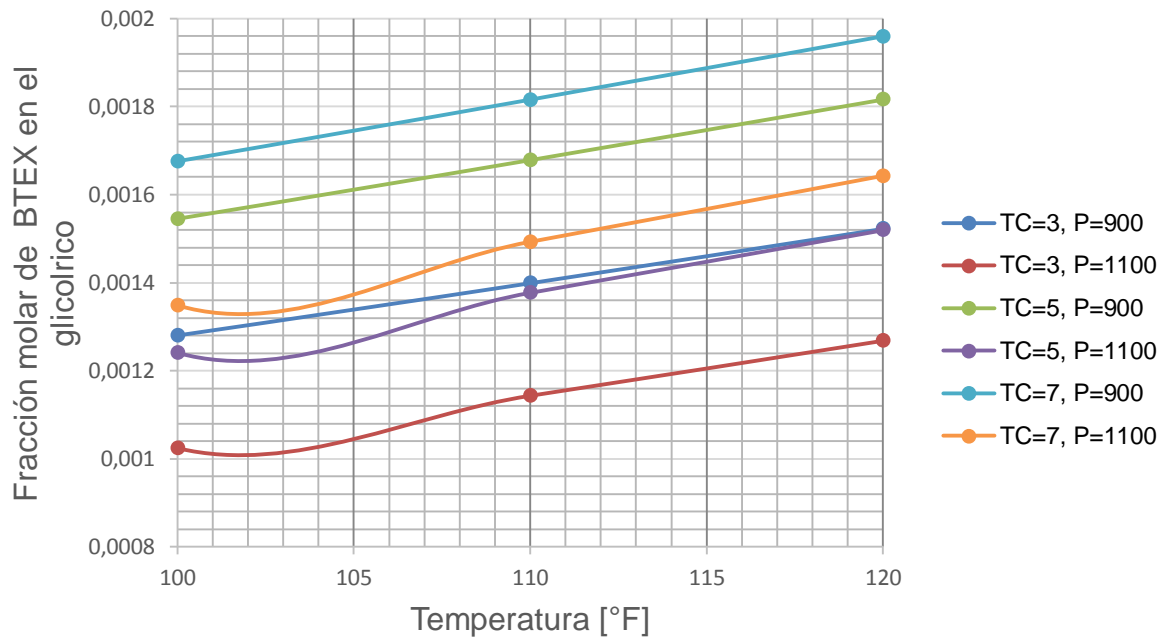
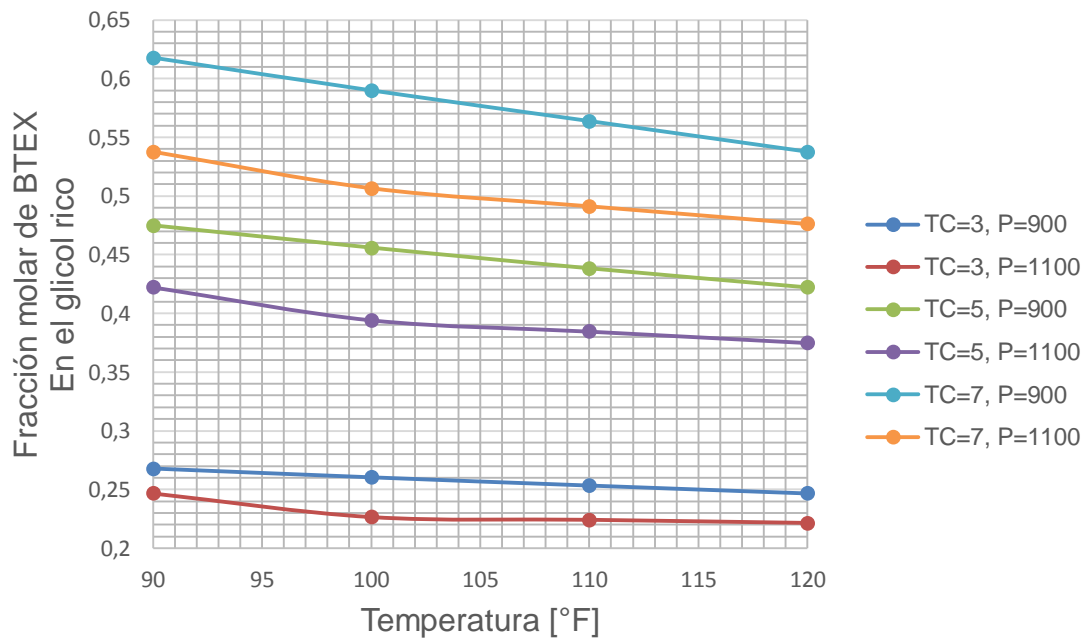


Figura 18. Absorción de BTEX del gas utilizando tetraetilenglicol como absorbente



En la **tabla 10** se presentan las calificaciones concedidas al criterio en estudio según las condiciones de favorabilidad para los procesos.

Tabla 10. Calificaciones para comparar la absorción de los BTEX por los glicoles

Ponderacion	Significado
1	Absorción de BTEX < 0,009%/100 moles de glicol
3	Absorción de BTEX entre 0,009% y 0,09% /100 moles de glicol
5	Absorción de BTEX > 0,09 %/100 moles de glicol

4.2.1.6 Absorción de H₂S. En los procesos de absorción generalmente los glicoles llegan a absorber cantidades limitadas de gases agrios tales como el sulfuro de hidrógeno (H₂S) del gas; los niveles de absorción varían según las condiciones de operación a las cuales se ve sometido dicho gas. La presencia de H₂S en la solución de glicol reduce su pH, generando corrosión en el sistema.

En las **Figuras 19, 20 y 21** se observa el grado de absorción de H₂S por parte de los diferentes tipos de glicol utilizados; estas sensibilidades se realizaron para un gas específico a presiones de 900 y 1100 psig y tasas de circulación de 3, 5 y 7 gal glicol/LbH₂O removida.

Figura 19. Absorción de H₂S del gas utilizando dietilenglicol como absorbente

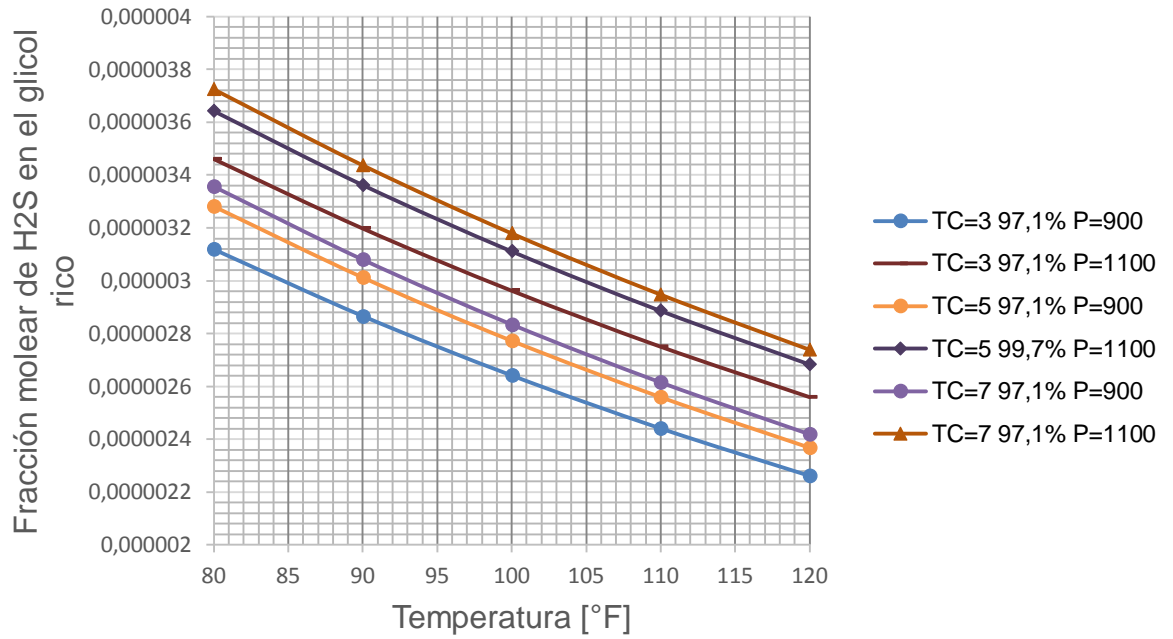


Figura 20. Absorción de H₂S del gas utilizando trietilenglicol como absorbente

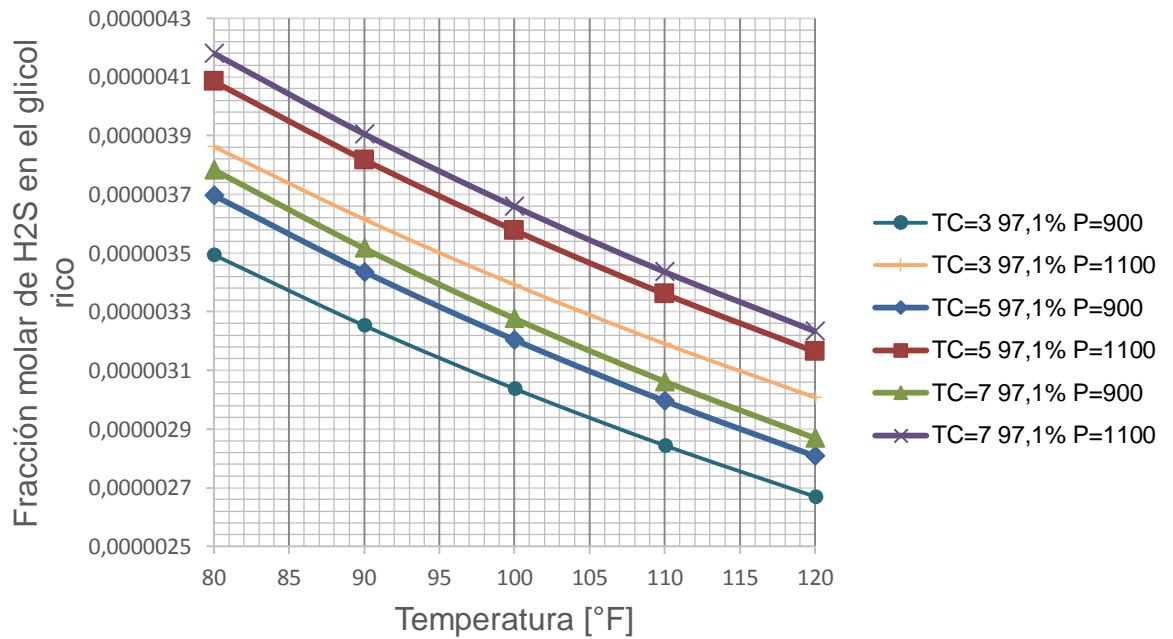
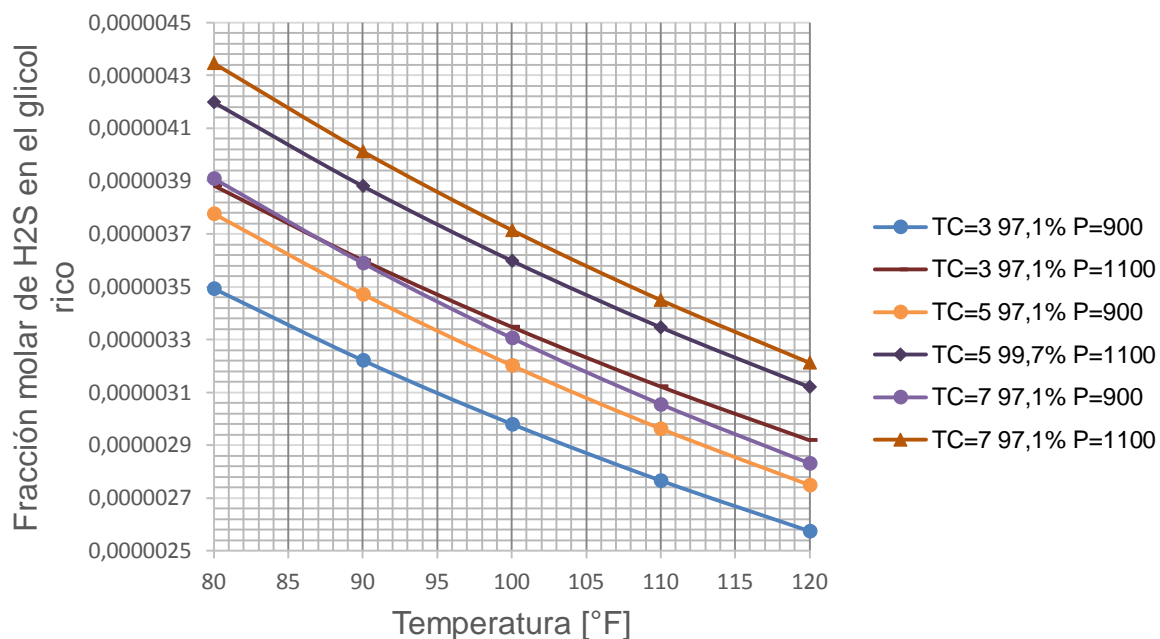


Figura 21. Absorción de H₂S del gas utilizando tetraetilenglicol como absorbente



En la **tabla 11** se presentan las calificaciones concedidas al criterio en estudio según las condiciones de favorabilidad para los procesos.

Tabla 11. Calificaciones para comparar la absorción de H₂S por los glicoles

Ponderación	Significado
5	No hay absorción de H ₂ S
3	Absorción de H ₂ S < 2,5*10 ⁻⁶
2	Absorción de H ₂ S entre 2,5*10 ⁻⁶ y 4*10 ⁻⁶
1	Absorción de H ₂ S > 4*10 ⁻⁶

4.2.1.7 Absorción de CO₂. El dióxido de carbono (CO₂) también un gas agrio, es absorbido en cantidades considerables por el glicol durante los procesos de absorción. La presencia de este gas en el glicol afecta de forma negativa las propiedades del mismo provocando problemas operacionales, entre ellas la corrosión.

En las **Figuras 22, 23 y 24** se observa la cantidad de CO₂ absorbido [Fracción molar] de un gas por parte del dietilenglicol, trietilenglicol y tetraetilenglicol; estas sensibilidades se llevaron a cabo a presiones de 900 y 1100 psig y tasas de circulación de 3, 5 y 7 gal glicol/LbH₂O removida.

Figura 22. Absorción de CO₂ del gas utilizando dietilenglicol como absorbente

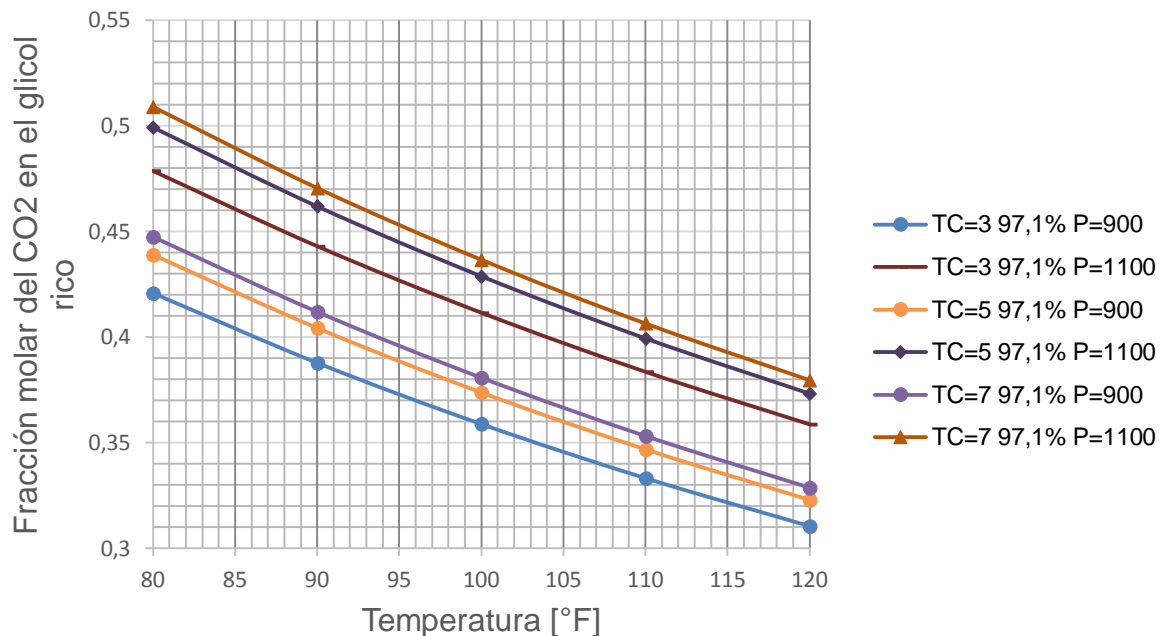


Figura 23. Absorción de CO₂ del gas utilizando trietilenglicol como absorbente

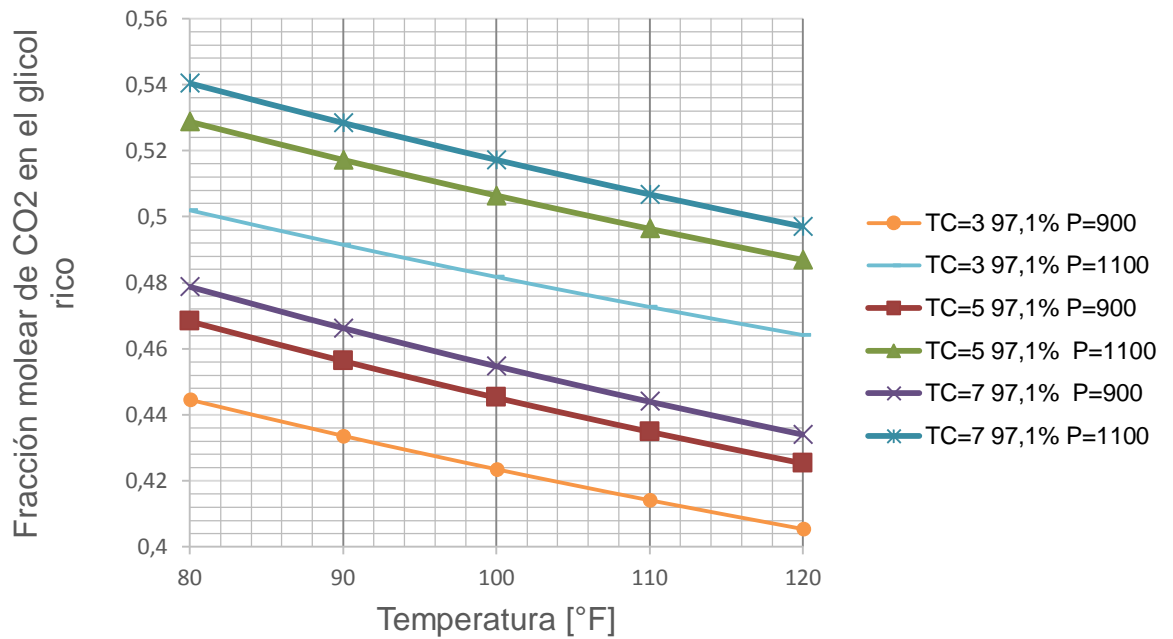
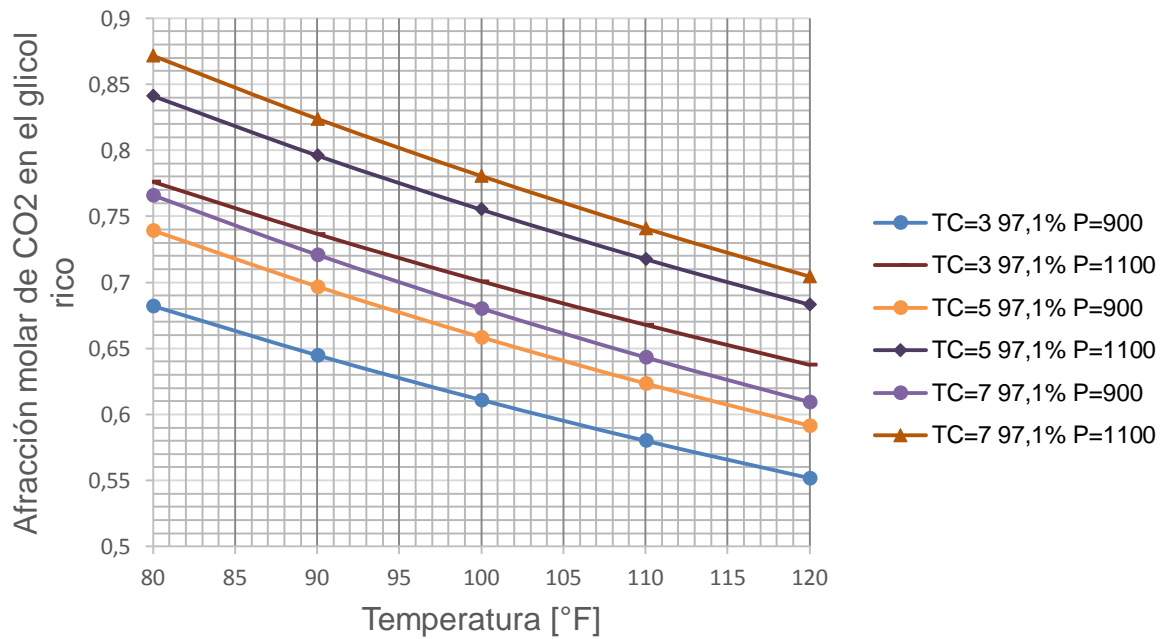


Figura 24. Absorción de CO₂ del gas utilizando tetraetilenglicol como absorbente



En la **tabla 12** se presentan las calificaciones concedidas al criterio en estudio según las condiciones de favorabilidad para los procesos.

Tabla 12. Calificaciones para comparar la absorción de CO₂ por los glicoles

Ponderación	Significado
5	No hay absorción de CO ₂
3	Absorción de CO ₂ < 0,4%
2	Absorción de CO ₂ entre 0,4% y 0,55%
1	Absorción de CO ₂ > 0,5%

4.2.1.8 Viscosidad del glicol. Propiedades como la viscosidad influyen en los procesos de absorción, de tal forma que a bajas viscosidades se favorecerá la velocidad del proceso, dando lugar a mejor resultados.

Las **Figuras 25 y 26** muestran la influencia de la viscosidad del glicol sobre los diferentes procesos de absorción en estudio.

Figura 25. Efecto de la viscosidad del glicol sobre el proceso de remoción de agua del gas

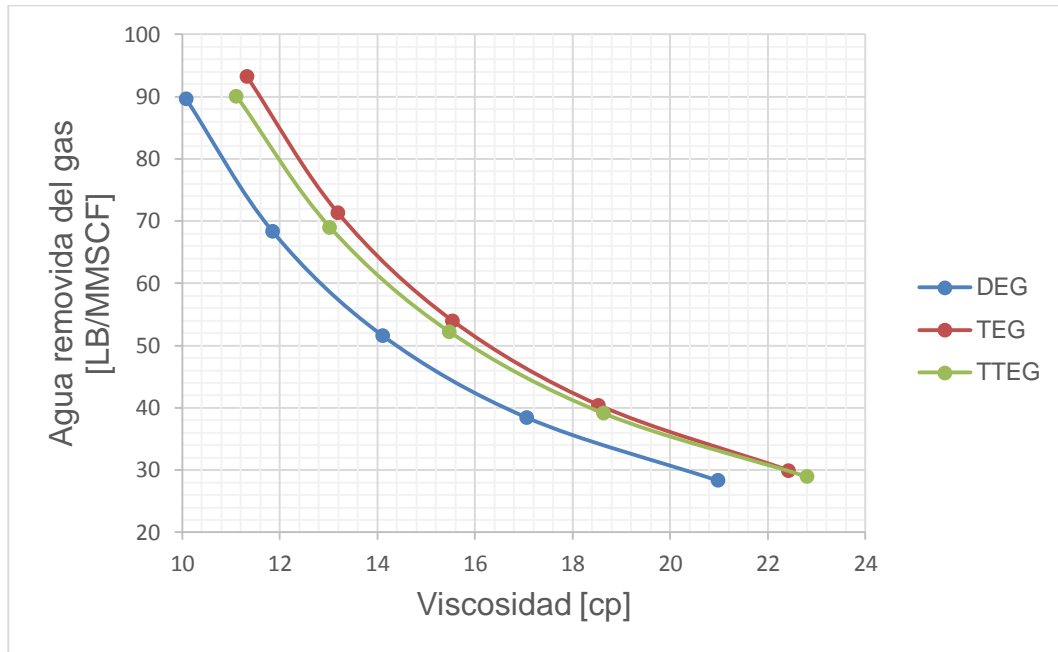
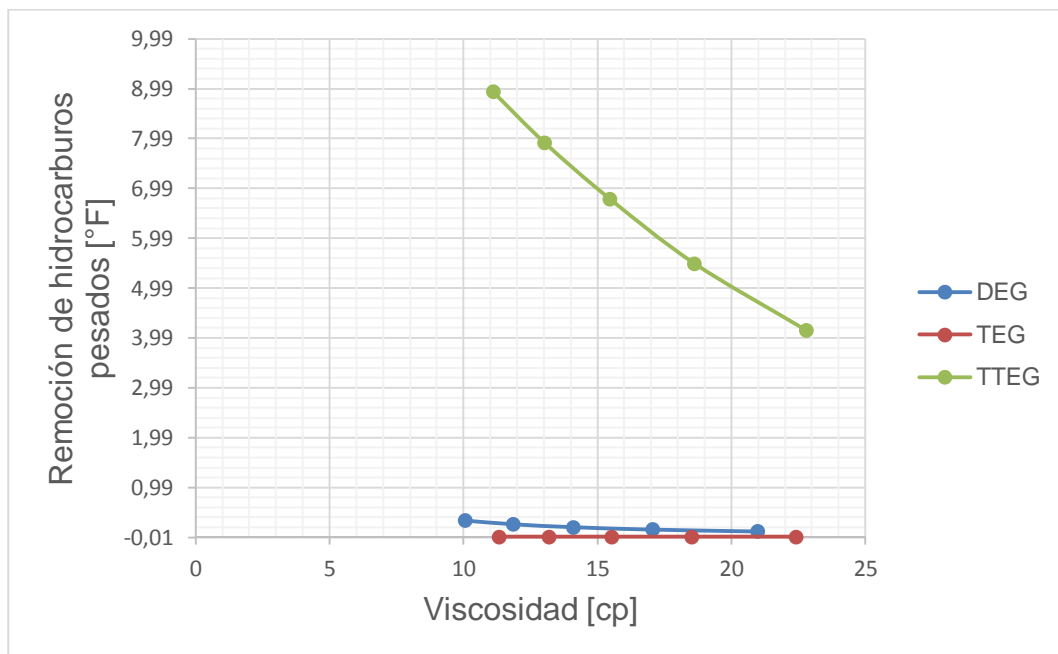


Figura 26. Efecto de la viscosidad del glicol sobre el proceso de remoción de hidrocarburos pesados del gas



En la **tabla 13** se evidencian las calificaciones concedidas al criterio en estudio según las condiciones de favorabilidad para los procesos.

Tabla 13. Calificaciones para comparar las viscosidades de cada uno de los glicoles

Ponderación	Significado
5	Viscosidad del glicol < 10 cp
4	Viscosidad del glicol entre 10 y 40 cp
3	Viscosidad del glicol entre 40 y 50 cp
1	Viscosidad del glicol > 50 cp

4.2.2 Desarrollo de la matriz de evaluación de los glicoles comerciales que presenten mejores características en los procesos de la deshidratación de gas y la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos. Después de asignar la escala de puntaje para cada criterio se continúa con el desarrollo de la metodología seleccionada.

Se desarrolla una matriz de ponderación de criterios en la cual se fija la relevancia relativa de cada uno de estos respecto a los demás, esta matriz se lee por filas.

Para realizar la matriz de ponderación de criterios se confronta cada criterio fila con los demás ubicados en la respectiva columna, ubicando en la casilla de la fila el resultado de la comparación de acuerdo a la escala de ponderación establecida en la **Tabla 13**.

Tabla 14. Escala de ponderación de criterios para la evaluación de los glicoles comerciales .

Ponderación	Significado
5	Elemento fila evidentemente más relevante que el elemento columna
4	Elemento fila un poco más importante que el elemento columna
3	El elemento fila es igual al elemento columna
2	El elemento fila es de menor importancia en comparación al elemento columna
1	El elemento fila es mucho menos importante que el elemento columna

La evaluación de cada uno de los criterios técnicos establecidos anteriormente para la selección del tipo de glicol que presente mejores características en los procesos de la deshidratación de gas y la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos se soportan en la revisión bibliográfica de este proyecto, permitiendo completar cada una de las filas y columnas para poder determinar la relevancia relativa de cada criterio

Esta matriz debe incluir una casilla donde se agregue el resultado total de la suma de los totales fila y totales columna para cada criterio, los cuales deben dar el mismo resultado. Ver **Tabla 15**

La metodología para completar la matriz de ponderación de criterios es:

- Ubicar los cinco criterios a evaluar en la primera columna, éstos son llamados criterios columna.
- Ubicar los cinco criterios a evaluar en la primera fila, éstos son llamados criterios fila.
- Se realiza la comparación entre cada criterio columna con cada criterio fila y viceversa, teniendo en cuenta la escala establecida en la **Tabla 14**. El resultado de esta comparación se ubica en la casilla de intercepto.
- Una vez completada la matriz de ponderación se procede a sumar el valor resultado de la comparación, por filas (Total Fila) y columnas (Total

Columna); finalizando con la suma de los totales fila y la suma de los totales columna los cuales deben coincidir, este valor es denominado total global

Tabla 15. Matriz de ponderación de criterios para la selección del tipo de glicol

Criterios a evaluar	1	2	3	4	5	Total Fila
1		4	5	3	3	15
2	2		4	2	2	10
3	1	2		1	1	5
4	3	4	4		3	14
5	3	4	4	3		14
Total columna	9	14	17	9	9	58

La matriz de ponderación de criterios determina un nivel de importancia a cada uno de los cinco criterios seleccionados a evaluar para la selección del glicol, esta ponderación es importante desarrollarla ya que todos los criterios no tienen la misma importancia en los procesos de estudio. Para obtener la ponderación de cada criterio se divide el valor obtenido del total fila de cada criterio entre el valor calculado como total global. Ver **Tabla 15**.

En la **Tabla 16** se evidencian los resultados obtenidos de la ponderación para cada uno de los criterios establecidos para la selección del tipo de glicol.

Tabla 16. Puntaje ponderado de los criterios de selección

Criterios	Ponderación
1	0,259
2	0,172
3	0,086
4	0,241
5	0,241

Una vez finalizada la matriz de ponderación se procede a realizar la matriz de evaluación técnica, teniendo en cuenta las siguientes indicaciones para su respectivo desarrollo:

- a. Se elabora una tabla que contenga cada uno de los glicoles de estudio, el criterio a evaluar y dos columnas, la primera con el puntaje ponderado de cada criterio y la segunda con el puntaje que se le asigne a cada uno de ellos según el glicol a evaluar.
- b. En la columna “ponderación” se ubican los resultados obtenidos previamente en la **Tabla 16**.
- c. En la columna denominada “puntaje” de cada tipo de glicol, se indica el valor otorgado en base a la tabla de calificaciones para cada uno de los criterios.
- d. Luego de evaluar cada glicol en base a los cinco criterios, se procede a multiplicar la calificación otorgada a cada criterio por el valor ponderado respectivo de cada criterio.
- e. En las casillas de la columna denominada “Total” para cada tipo de glicol, se ubican los resultados de la multiplicación realizada en el paso anterior, para posteriormente totalizarse.

A continuación, en la **Tabla 17** se evidencian los resultados de la matriz de selección de los glicoles que presenten mejores características en los procesos de la deshidratación de gas y la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos, seleccionándose como óptimos aquellos que obtengan un puntaje mayor a tres (3.0).

Tabla 17. Matriz de evaluación

Tipo de glicol		EG		DEG		TEG		TTEG	
Criterio	Ponderación	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
1	0,259	1	0,259	1	0,259	4	1,036	5	1,295
2	0,172	1	0,172	5	0,86	5	0,86	5	0,86
3	0,086	4	0,344	3	0,258	2	0,172	1	0,086
4	0,241	1	0,241	1	0,241	1	0,241	3	0,723
5	0,241	1	0,241	1	0,241	3	0,723	5	1,205
Total		1,257		1,859		3,032		4,169	

Se comparan los criterios más relevantes con el fin de seleccionar entre los 4 tipos de glicol el más conveniente a utilizar en el proceso a desarrollar. El glicol que presenta menos cualidades para la deshidratación del gas natural y la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos de forma simultánea es el EG, pues tiene una baja temperatura de degradación y por ende su regeneración no será óptima para alcanzar la concentración deseada, su presión de vapor es alta comparada con el resto de los glicoles. Aunque el DEG obtuvo un mayor puntaje al EG, este no sigue siendo un solvente favorable para la deshidratación del gas natural y la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos, pues sus propiedades no son las más adecuadas para lograr el objetivo deseado.

Finalmente se observa que los glicoles seleccionados por obtener los mayores puntajes son el TEG y el TTEG. El TEG tiene una alta afinidad por el agua lo que permite una buena remoción de esta, mientras que el TTEG logra remover hidrocarburos pesados en una corriente de gas natural y además es el glicol más estable térmicamente, pues su temperatura de degradación es la más elevada en comparación con los demás glicoles, permitiendo alcanzar concentraciones altas en la etapa de regeneración. Es por esta razón que estos dos tipos de glicol son seleccionados para realizar mezclas de TEG y TTEG a diferentes concentraciones para aprovechar las características físicas y químicas favorables de cada uno.

De acuerdo a la **Tabla 17** se puede asumir que el TEG y el TTEG son los glicoles con la mayor viabilidad técnica para el tratamiento del gas natural según los objetivos planteados en este proyecto, los cuales se basan en la deshidratación y remoción de trazas de hidrocarburos pesados en un corriente de gas natural.

5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA TORRE CONTACTORA

5.1 GENERALIDADES

El siglo XXI se ha caracterizado por ser una época de grandes avances para las industrias de procesos, pues se han dado pasos agigantados en el ámbito investigativo, esto como resultado de profundos estudios, los cuales han permitido una mejor comprensión del comportamiento y equilibrio de fases de los distintos sistemas de fluidos, dando lugar al uso de diferentes correlaciones con el fin de determinar las propiedades de los mismos.

De igual forma se han logrado avances tecnológicos; los simuladores de procesos son desarrollados con el objetivo de mejorar e incrementar la eficiencia de producción a partir de la realización de simulaciones de diferentes procesos antes de que ocurran en realidad; estos simuladores generan resultados que pueden ser analizados para predecir futuros problemas operacionales, buscando siempre reducir los tiempos de mantenimiento en las plantas o cambios posteriores en el diseño de las instalaciones. Sin embargo, este diseño también busca encontrar las condiciones óptimas de operación teniendo en cuenta siempre la ruta más económica.

Hysys es un software que tiene la capacidad integrada de modelamiento tanto en estado estacionario como en estado dinámico, mediante la cual el mismo modelo puede ser evaluado desde cualquier perspectiva compartiendo completamente la información de proceso, siendo este un avance significativo en la industria.

Por naturaleza los procesos industriales son dinámicos, donde las perturbaciones externas, cambios en las condiciones ambientales y estado de los equipos influyen constantemente en la operación de la planta.

La capacidad de evidenciar el impacto que tienen los agentes externos en las condiciones de operación mediante análisis detallado de los resultados, el permitir al diseñador examinar varias configuraciones de planta, el responder a las interrogantes en el proceso, el determinar las condiciones óptimas del proceso, el permitir dividir un proceso complejo en componentes simples, el emplear un paquete de fluido independiente para cada esquema y la facilidad de creación de módulos

hacen de Hysys una herramienta de cálculo eficiente y flexible en el diseño, caracterización, optimización y monitoreo de procesos industriales.

5.2 SIMULACIÓN DE UNA PLANTA ABSORBEDORA OPERADA CON GLICOL PARA LA DESHIDRATACIÓN Y LA REMOCIÓN DE TRAZAS PESADAS DE HIDROCARBUROS.

Previo a desarrollar la simulación en el software comercial Hysys se debe plantear un modelo conceptual en el cual se establezcan las características básicas de la planta, entre ellas los equipos necesarios dependiendo de los tipos de procesos a desarrollar y la determinación del número de corrientes de entrada y salida de materia y energía a cada equipo según corresponda.

Para realizar una simulación tanto de los procesos de absorción de agua e hidrocarburos pesados en una corriente de gas natural, así como de la regeneración del absorbente utilizado, se deben plantear balances de materia y energía los cuales son desarrollados por el software Hysys. Después de realizada la simulación y obtenidos los resultados del proceso, se excluyen los puntos atípicos ya que estos no se ajustan al comportamiento de la mayoría de datos y se encuentran lejos de la desviación estándar; esto con el propósito de seleccionar las condiciones óptimas de operación en el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos.

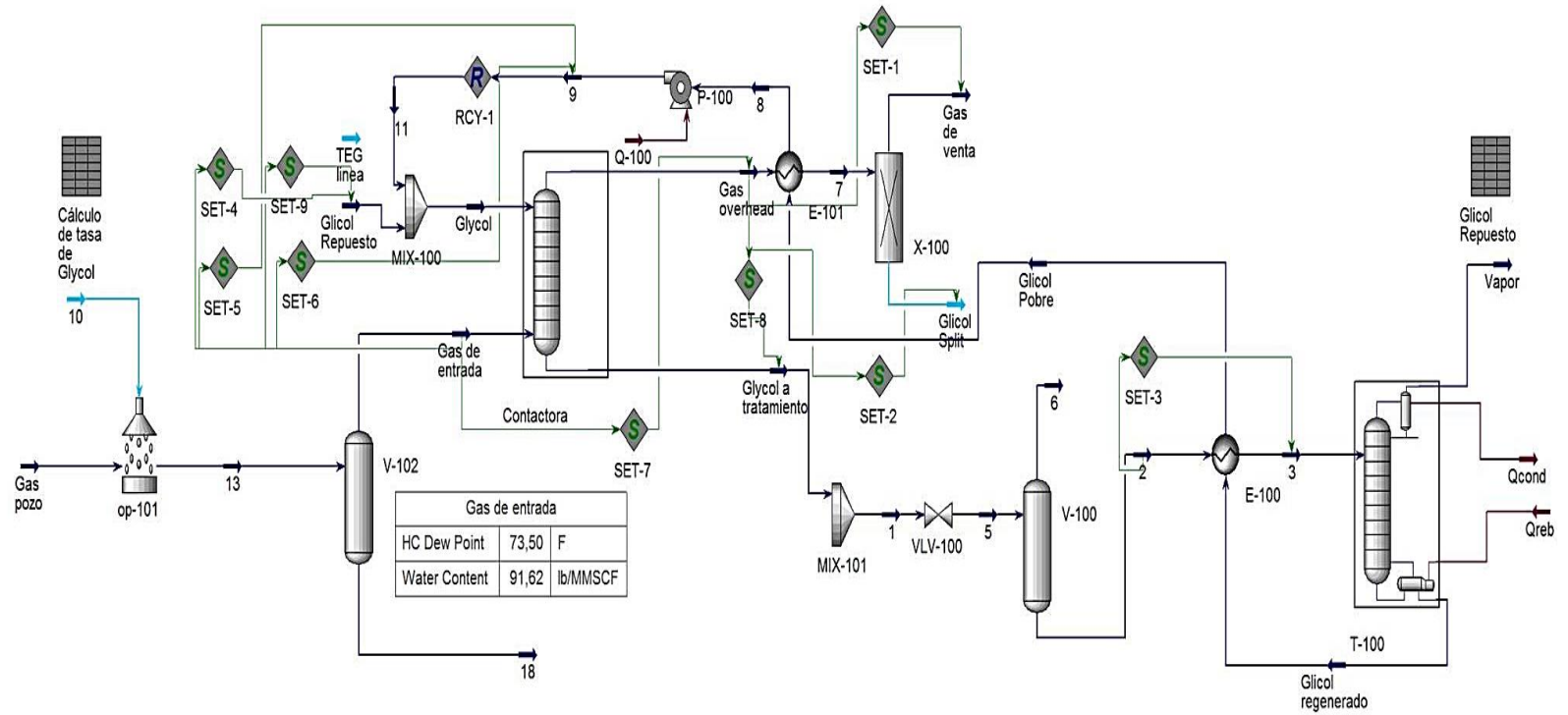
En la simulación realizada para obtener una sensibilización de los parámetros operacionales en la deshidratación y absorción de trazas pesadas de hidrocarburos en una corriente de gas natural se emplea el paquete de fluidos Peng-Robinson-Stryjek-Vera (PRSV), recomendado por el mismo software en su herramienta de ayuda para la selección del paquete, resultando este ser el más propicio para predecir con mayor precisión el comportamiento de fase de los sistemas de hidrocarburos, en particular para sistemas compuestos de componentes diferentes y a su vez realizar cálculos rigurosos trifásicos de flash para sistemas acuosos que contienen H₂O o glicoles, así como los sistemas que contienen otros hidrocarburos o no hidrocarburos en la segunda fase líquida.

Para llevar a cabo esta simulación se utiliza una torre tipo empaque debido a que se caracteriza por no presentar altas caída de presión del gas, presentar alta relación líquido-gas y ser resistente a problemas de alta corrosión.

Cuando se realiza la simulación del modelo conceptual se debe tener en cuenta una serie de variables, tales como:

- **Variables fijas:** Composición del gas de entrada y tasa de flujo de gas
- **Variables independientes:** Tasa de flujo del gas de entrada, temperatura y presión del gas de entrada, tasa de circulación del glicol pobre.
- **Variables dependientes:** Temperatura y presión del glicol pobre.
- **Variables medidas:** Contenido de agua del gas de entrada y gas de venta, Punto de rocío de hidrocarburos del gas de entrada y del gas de venta.

Figura 27. Modelo Conceptual PFD Planta de deshidratación de gas natural



5.3 SENSIBILIDAD EN LA TORRE CONTACTORA

Las variables operacionales que influyen en el proceso de deshidratación son presentadas a continuación:

5.3.1 Variables Fijas

5.3.1.1 Cromatografía del gas de entrada. La cromatografía presentada en la Tabla 18 es la empleada en la simulación del proceso de deshidratación y disminución del punto de rocío de forma simultánea, cabe resaltar que fué propuesta por los autores debido a que no se contaba con una cromatografía que cumpliera con las especificaciones requeridas para desarrollar este tipo de proceso. Se debe tener en cuenta que la cromatografía seleccionada debe ser extendida, pues permite evidenciar de forma detallada los cambios porcentuales de cada uno de los componentes hidrocarburos del gas (Ver Anexo A y B). Los valores son obtenidos como resultado del proceso de la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos; además, el proceso de deshidratación no requiere de un tipo de cromatografía en particular, ya que en ambas se puede observar la variación del contenido de agua del gas a tratar.

A la hora de seleccionar el tipo de gas a evaluar en este proyecto fué importante tener en cuenta diferentes factores, pues debía caracterizarse por tener un alto contenido de metano y a su vez no presentar gran cantidad de compuestos pesados, ya que de antemano se conoce que la absorción no sería el método más adecuado para la remoción de los hidrocarburos pesados de un gas de estas características.

Tabla 18. Cromatografía extendida del gas A de entrada

Componente	Porcentaje
Oxígeno	0,002368
Nitrógeno	0,006683
CO2	0,000378
Metano	0,942190
Etano	0,019307
Propano	0,011317
i-Butano	0,003214
n-Butano	0,006007
22-Mpropano	0,000093
i-Pentano	0,002089
n-Pentano	0,002102
22-Mbutano	0,000053
Ciclopentano	0,000190
2-Mpentano	0,000658
3-Mpentano	0,000341
22-Mpentano	0,000016
n-Hexano	0,000760
Mciclopentano	0,000263
2-Mhexano	0,000132
Benceno	0,000123
33-Mpentano	0,000013
Ciclohexano	0,000203
23-Mpentane	0,000043
3-Mhexane	0,000149
1-tr3-MCC5	0,000036
3-Epentane	0,000036
224-Mpentane	0,000055

n-Heptano	0,000238
Mciclohexano	0,000249
234-Mhexano	0,000011
Eciclopentano	0,000026
1tr2ci3-MCC5	0,000014
Tolueno	0,000101
2-Mheptano	0,000059
1M-tr3-ECC5	0,000093
1-tr2-MCC6	0,000016
n-Octano	0,000063
1-tr3-MCC6	0,000025
1-ci4-MCC6	0,000017
23-Mheptano	0,000004
o-Xileno	0,000015
Eciclohexano	0,000017
113-MCC6	0,000019
E-Benceno	0,000014
m-Xileno	0,000059
3-Moctano	0,000011
n-Nonano	0,000065
135-MBenceno	0,000042
n-Decano	0,000013
n-C11	0,000006
n-C12	0,000002
n-C13	0,000001
H2O	0,000000

5.3.1.2 Tasa de flujo de gas. La tasa de flujo desempeña un papel importante durante el proceso a evaluar, es por esto que con el fin de mantener la unidad operando eficientemente se debe tener un control estricto sobre esta variable, pues en caso de que se desvíe por debajo del valor establecido, la eficiencia del proceso se verá afectada y dará lugar a altos puntos de rocío del gas de venta; por otro lado, si el caudal de flujo de gas es alto se presentará una sobrecarga del rehervidor y por lo tanto una ineficiente regeneración del glicol, pues la cantidad de glicol arrastrado por el gas seco aumentará y como consecuencia se evidenciarán altos puntos de rocío del gas de salida.

El valor de la tasa de flujo de gas establecido para la simulación es de 10 MMPCS.

5.3.2 Variables Dependientes

5.3.2.1 Temperatura del glicol de entrada. La temperatura de entrada del glicol pobre a la contactora se encuentra ligada directamente a la temperatura del gas de entrada a la torre, esto con el fin de mantener una relación entre ellas, evitando de esta forma se presenten ciertos problemas operacionales, entre estos, la pérdida de glicol debido a las variaciones de la temperatura del glicol pobre.

Para establecer el valor de la temperatura del glicol pobre en la simulación se tiene en cuenta que esta debe ser 10 °F mayor a la temperatura del gas.

5.3.2.2 Presión del glicol de entrada. Al igual que la temperatura del glicol, la presión de entrada del mismo a la contactora también se encuentra sujeta a las condiciones de entrada del gas a la torre.

Para establecer el valor de la presión del glicol pobre en la simulación se tiene presente que esta debe ser 5 psia menor al valor de la presión del gas de entrada a la contactora, esto con el fin de crear un diferencial de presión entre el fondo y el tope de la torre y así permitir que el gas fluya de forma ascendente hasta la salida del gas de ventas, asegurando que exista un adecuado contacto entre los fluidos. Es importante resaltar que si se establece un alto diferencial de presiones se pueden

llegar a presentar problemas operacionales debido a las altas velocidades que puede alcanzar el gas.

5.3.3 Variables independientes

5.3.3.1 Temperatura del gas de entrada. Distintos factores son tenidos en cuenta durante la selección del rango de temperaturas a utilizar en la simulación del proceso. Este parámetro es relevante en el proceso ya que es una de las variables de mayor incidencia en los procesos de deshidratación de gas natural por absorción, un leve cambio en esta variable da lugar a aumentos en el contenido de agua en el gas de entrada; por ejemplo, a presión constante y altas temperaturas, mayor será el contenido de agua en el gas de entrada, y entre más vapor de agua contenga el gas, será mayor la cantidad de agua que deberá ser eliminada por la unidad para alcanzar el contenido de agua requerido en la corriente de salida.

Los valores de temperatura de operación del gas de entrada seleccionados en la sensibilización del proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos (ver **Tabla 19**) se encuentran por encima del valor de 50°F con el fin de evitar posibles problemas de incrementos de la viscosidad del absorbente, además cumplen con encontrarse por encima a los 70°F evitando de esta manera la formación de hidratos y por lo tanto la generación de emulsiones que puedan llegar a provocar espumas en el contactor.

Tabla 19. Temperaturas de operación del gas de entrada

Temperaturas de Operación [°F]
80
90
100
110
120

5.3.3.2 Presión del gas de entrada. La presión del gas de entrada influye de tal manera que si se tiene una temperatura constante y se da una disminución de la presión, el contenido de agua en el gas aumentará; es por esto que generalmente las plantas de deshidratación son operadas a altas presiones, buscando siempre reducir la mayor cantidad de agua del gas de entrada.

Las presiones de operación empleadas en la simulación de la planta (ver **Tabla 20**) fueron elegidas tomando como base las presiones estándar utilizadas en una planta de deshidratación típica con trietilenglicol, sin embargo, como el objetivo es deshidratar y a su vez reducir las trazas pesadas de hidrocarburos del gas el rango típico.

Tabla 20. Presiones de operación del gas de entrada

Presiones de Operación [psig]
900
950
1000
1050
1100
1150
1200

5.3.3.3 Proporción de glicol en la mezcla a la entrada de la columna contactora. Según los criterios de selección establecidos en el capítulo anterior, el Trietilenglicol y el tetra etilenglicol son los glicoles más aptos para ser utilizados como absorbentes en el proceso de deshidratación y reducción de trazas pesadas de hidrocarburos llevado a cabo en este proyecto; y es precisamente por sus características que se opta por realizar mezclas de los mismos en diferentes proporciones. Debido a que estos dos absorbentes son glicoles y tienen similitud en ciertas propiedades la mezcla de los mismos es posible; sin embargo, es importante tener en cuenta que estos dos tipos de glicol difieren en ciertas propiedades, por lo cual se debe tener cierta atención a la hora de establecer las condiciones de temperatura y presión de operación, para evitar de esta manera posibles pérdidas o degradación de dichos absorbentes pudiendo llegar a afectar la eficiencia del proceso.

A continuación en la **Tabla 21** se presentan las proporciones establecidas de cada glicol para las distintas mezclas:

Tabla 21. Proporciones de glicol establecidas para cada mezcla

	%TEG	%TTEG
Mezcla 1	100	0
Mezcla 2	80	20
Mezcla 3	60	40
Mezcla 4	40	60
Mezcla 5	20	80
Mezcla 6	0	100

5.3.3.4 Tasa de circulación del glicol. Aunque la concentración del glicol es el factor que afecta directamente el punto de rocío de hidrocarburos de un gas, la tasa de circulación también juega un papel importante en la depresión del mismo; en un caso en el cual la concentración de glicol permanezca constante y se decida aumentar la tasa de circulación de glicol, se logrará evidenciar un aumento en la depresión del punto de rocío del gas tratado.

La tasa de circulación de una planta estándar de deshidratación con Trietilenglicol es de 3 gal glicol/ Lb H₂O removida; sin embargo, en la simulación de este proyecto se emplearán tasas de circulación de glicol de 1, 3, 5 y 7 Gal glicol/ Lb H₂O removida para lograr evidenciar minuciosamente la influencia de esta variable en el proceso.

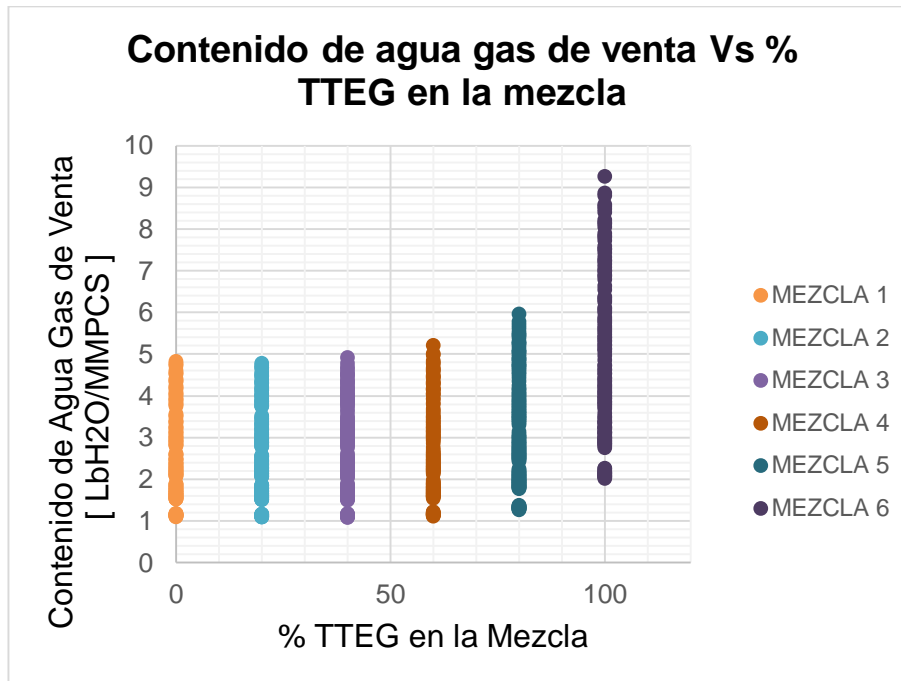
5.3.4 Variables medidas

5.3.4.1 Reducción del contenido de agua.

Influencia de las variables de operación en el Contenido de agua del gas de venta

A las condiciones de presión, temperatura y tasa de circulación seleccionadas para la simulación, la mayoría de las mezclas logran deshidratar el gas hasta llevarlo a condiciones RUT, a excepción de la mezcla 6 en la cual a 110°F con presiones de 900 psig y 950 psig, y temperatura de 120°F con todas las presiones de operación seleccionadas para este proyecto, no se llega a valores iguales o menores a 6lbH₂O/MMPCS; además se observa que a medida que la proporción de TTEG en las mezclas aumenta la eficiencia en el proceso de deshidratación disminuye. Ver **Figura 28.** ,

Figura 28. Contenido de agua en el gas de venta Vs Proporción de TTEG en la mezcla



Los mejores resultados de deshidratación del gas natural por absorción se obtienen a las presiones más altas del rango seleccionado y a las temperaturas más bajas del mismo. (Ver **Figuras 29 y 30**); sin embargo estas no son las únicas variables que determinan la eficiencia del proceso, ya que con una mezcla dada, a una presión y temperatura constante, se observa que a tasas de circulación de 3,5 y 7 Gal glicol/ Lb H₂O removida se alcanza una mayor remoción de agua llegando a bajos contenidos del mismo en el gas de ventas. Ver **Figura 31**.

Figura 29. Contenido de agua gas Vs Temperatura de operación gas de entrada

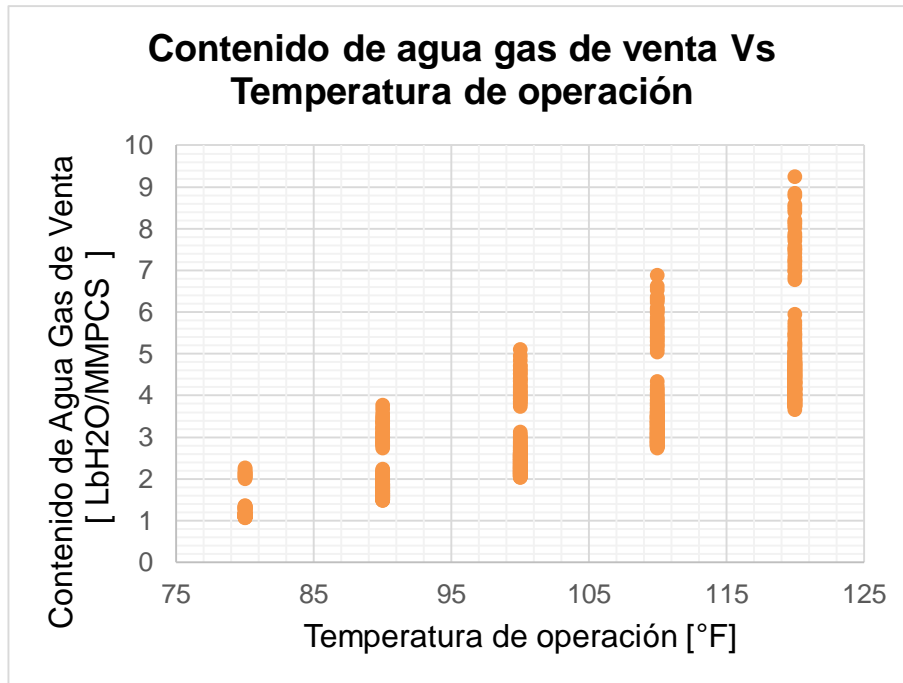


Figura 30. Disminución de agua gas Vs Presión de operación gas de entrada

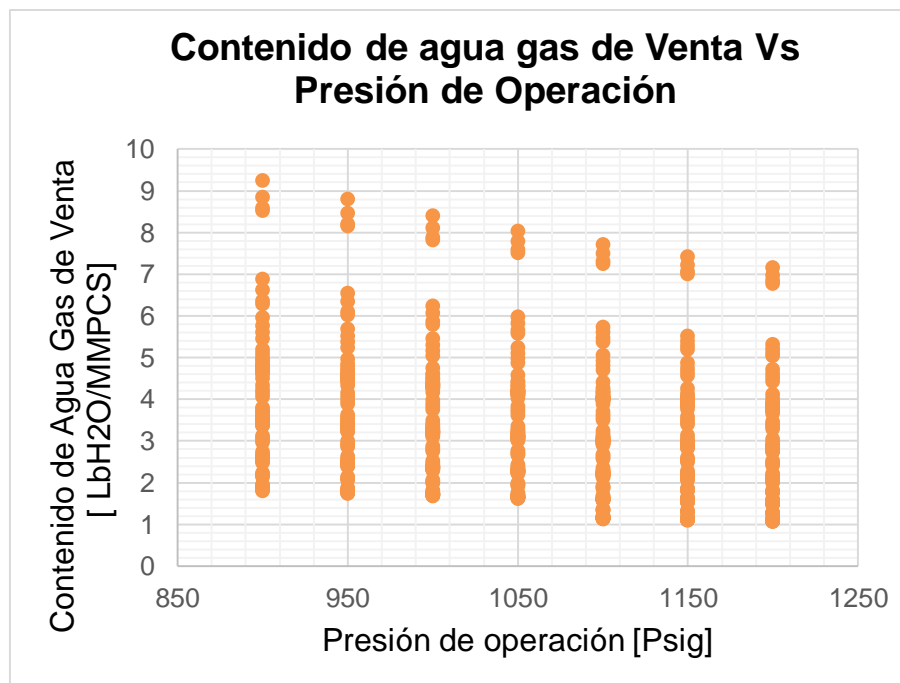
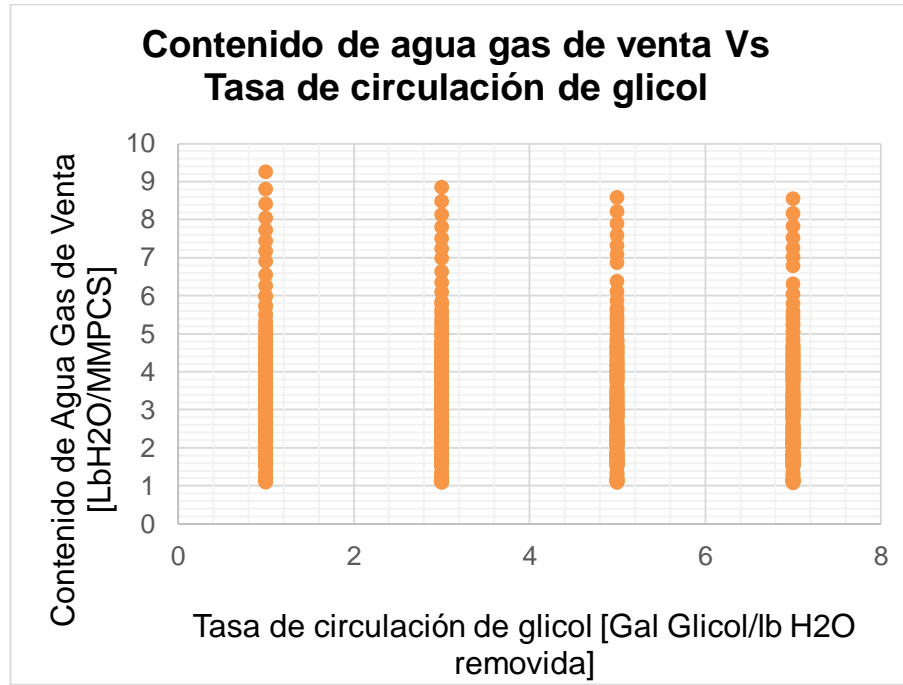


Figura 31. Contenido de agua del gas de venta Vs Tasa de circulación de glicol



5.3.4.2 Reducción del HCDP

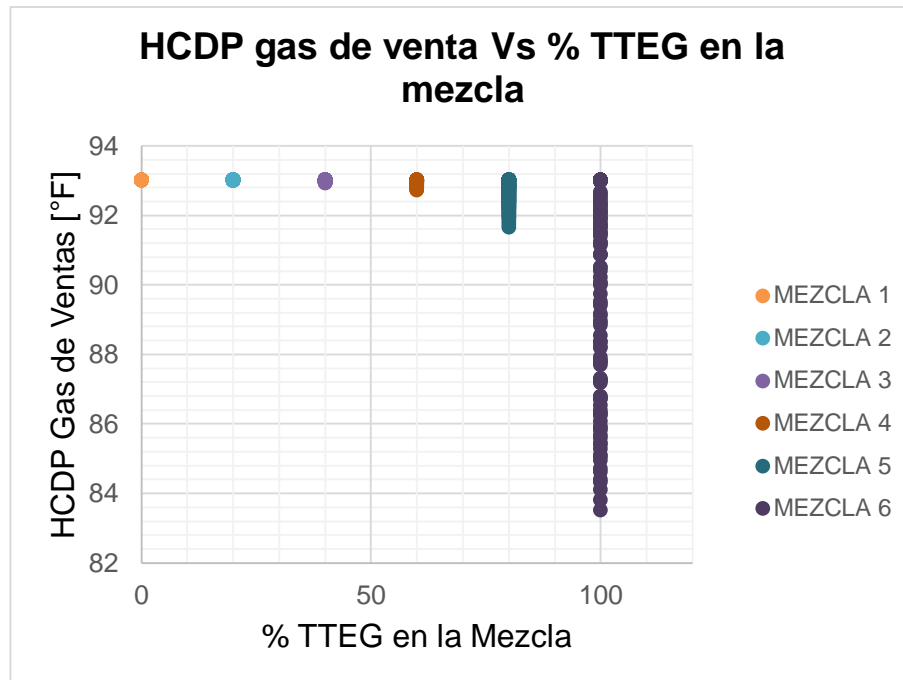
Influencia de las variables de operación en el hcdp del gas de venta

En la **Figura 32** se evidencia la influencia de la variación de las proporciones de TEG y TTEG de las mezclas en la reducción del HCDP, observándose que a mayor proporción de TTEG a determinadas condiciones de operación de la torre contactora tales como temperatura del gas de entrada, presión del gas de entrada y tasa de circulación del glicol, se alcanzan las mejores depresiones del HCDP del gas.

Como resultado se obtiene que las mezclas 1, 2, 3, 4 y 5 generan ligeros cambios en el HCDP, sin embargo estos no llegan a ser representativas en el proceso debido a la insignificante variación de las trazas pesadas de hidrocarburos en la corriente del gas natural a tratar. No obstante, con la mezcla 6 se alcanzan las mayores

reducciones del HCDP del gas obtenidas en la simulación, pero sin llegar a la temperatura del punto de rocío requerida por la normatividad colombiana.

Figura 32. HCDP del gas de venta Vs Proporción de TTEG en la mezcla



Las **Figuras 33** y **34** muestran que los mejores resultados de reducción de HCDP del gas se alcanzan a temperaturas de 90°F a 120°F con presiones de operación 900 psig a 1200 psig. Estas altas temperaturas reducen a su vez las altas viscosidades que presenta el TTEG, manteniendo la mezcla en un rango adecuado para favorecer la eficiencia de contacto entre el gas y el glicol en la torre contactora.

Sin embargo, estas dos variables no son las únicas que determinan la eficiencia de la disminución del HCDP del gas, pues con una mezcla dada a una presión y temperatura constante, se observa que a tasas de circulación de 5 y 7 Gal glicol/Lb H₂O removida se alcanza una mayor depresión del punto de rocío de hidrocarburo en el gas de ventas. Ver **Figura 35**.

Figura 33. HCDP del gas de venta Vs Temperatura de operación del gas entrada

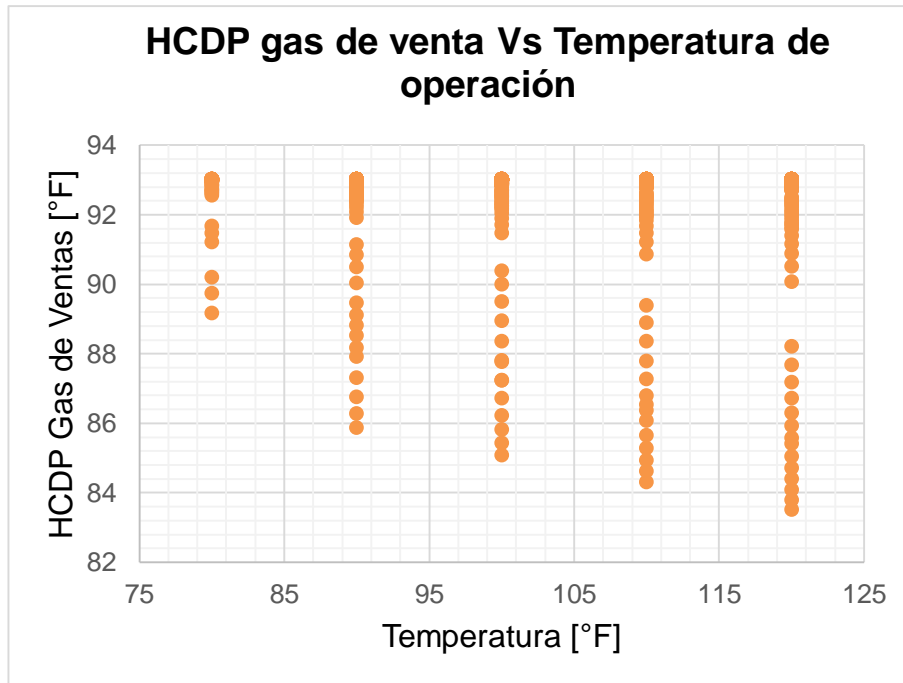


Figura 34. HCDP del gas de venta Vs Presión de operación del gas de entrada

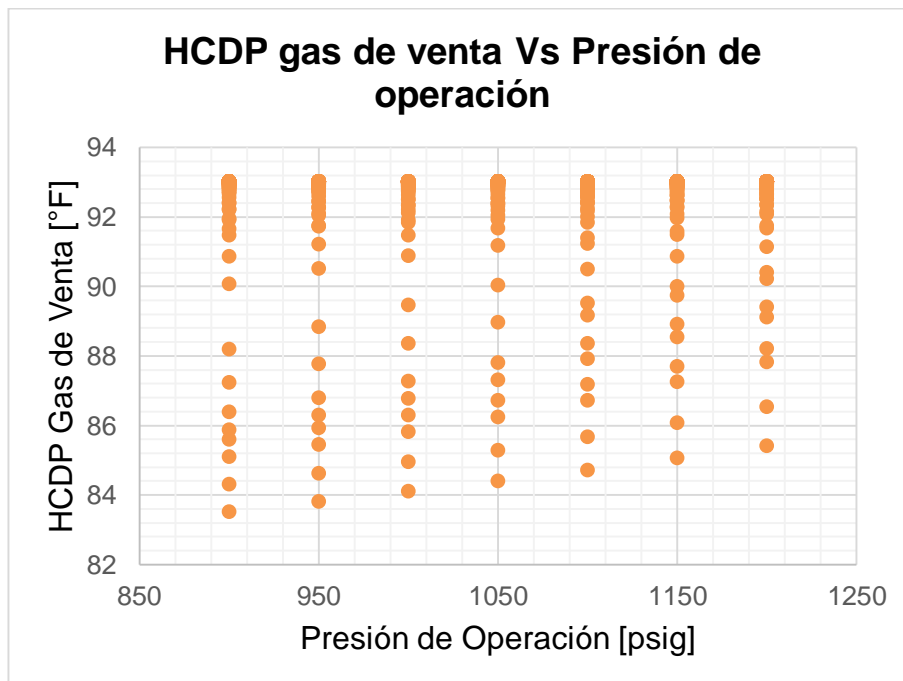
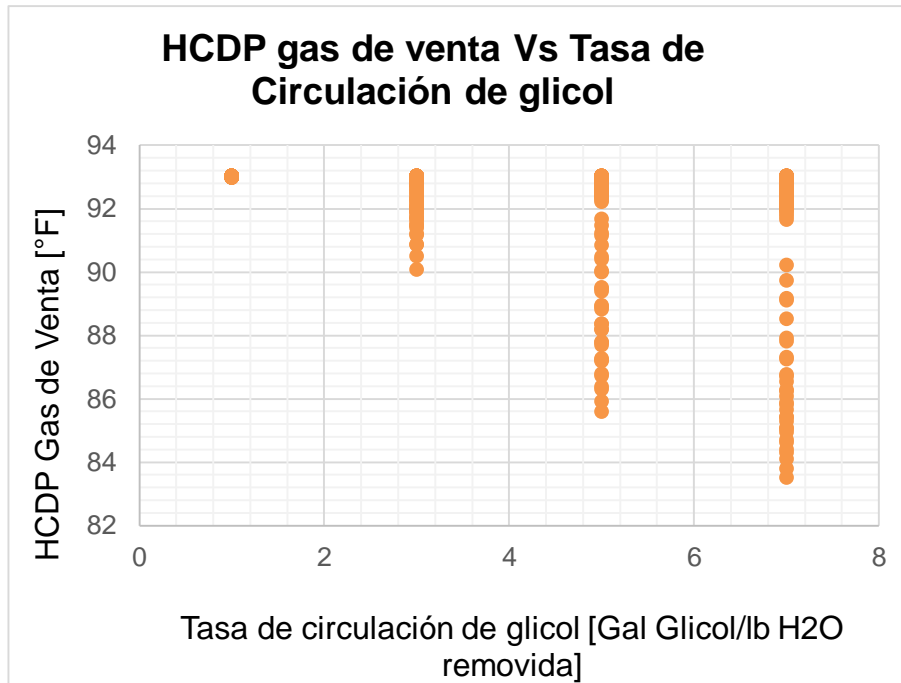


Figura 35. HCDP Gas de ventas Vs Tasa de circulación de Glicol



De la **Figura 28** a la **Figura 35** se refleja el comportamiento de los dos procesos de estudio a las condiciones de operación de la torre contactora establecidas para la simulación; estas sirven como herramienta de criterio de selección de aquellas condiciones que resulten ser favorables para la reducción del HCDP y deshidratación del gas natural de estudio de forma simultánea.

Para el gas de estudio se obtiene como resultado que la mezcla óptima para llevar a cabo los dos procesos de forma simultánea es la mezcla 6 (100%TTEG).

Aunque a ciertas condiciones de operación la mezcla 6 no logre alcanzar valores de contenido de agua iguales o menores al requerido por la industria, esta logra los mejores resultados para el HCDP en comparación con las demás mezclas, cabe aclarar que bajo ninguna condición de operación y con ninguna mezcla se logra

llevar el gas de venta a las condiciones requeridas por la CREG²⁵ para dicho proceso.

SELECCIÓN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN ÓPTIMAS DE LA MEZCLA 6

Como el objetivo del proyecto es obtener buenos resultados en los dos procesos de forma simultánea, se busca una intercepción de las condiciones óptimas de cada proceso. Respecto a la selección de las tasas de circulación de glicol favorables para llevar a cabo los dos procesos en estudio, en la **Figura 36** se observa que la reducción del HCDP es el determinante, ya que la tasa de circulación tiene mayor influencia en la remoción de trazas pesadas de hidrocarburo que en la disminución del contenido de agua en el gas, dando como resultado que a 5 y 7 Gal glicol/ Lb H₂O removida se alcanzan las más significativas reducciones.

En las **Figuras 37** y **38** se evidencia que las temperaturas del gas de entrada entre 90 y 110 °F, presiones del gas de entrada de 900 a 1200 psig, excluyendo las presiones de 900 y 950 psig solo a la temperatura de 110 °F, son aquellas condiciones a las cuales se logra llevar a cabo la mejor reducción del HCDP sin dejar de cumplir con la especificación del contenido de agua para el transporte y comercialización del gas natural.

²⁵ Comisión Reguladora de Energía y Gas. “Actualización al Reglamento Único de Transporte de gas Natural-RUT”. Documento CREG-053, 16 de agosto de 2007

Figura 36. Influencia de la tasa de circulación del glicol sobre el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas A

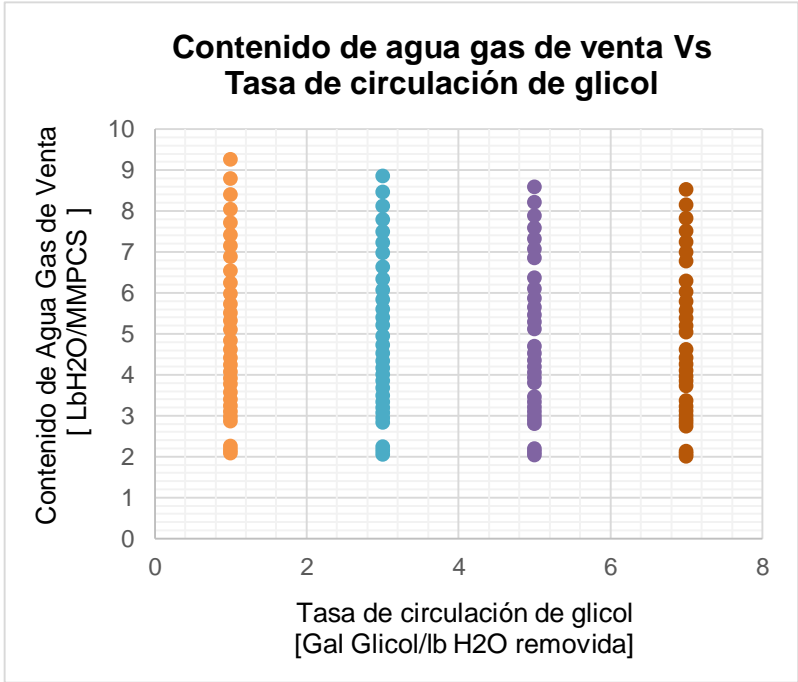
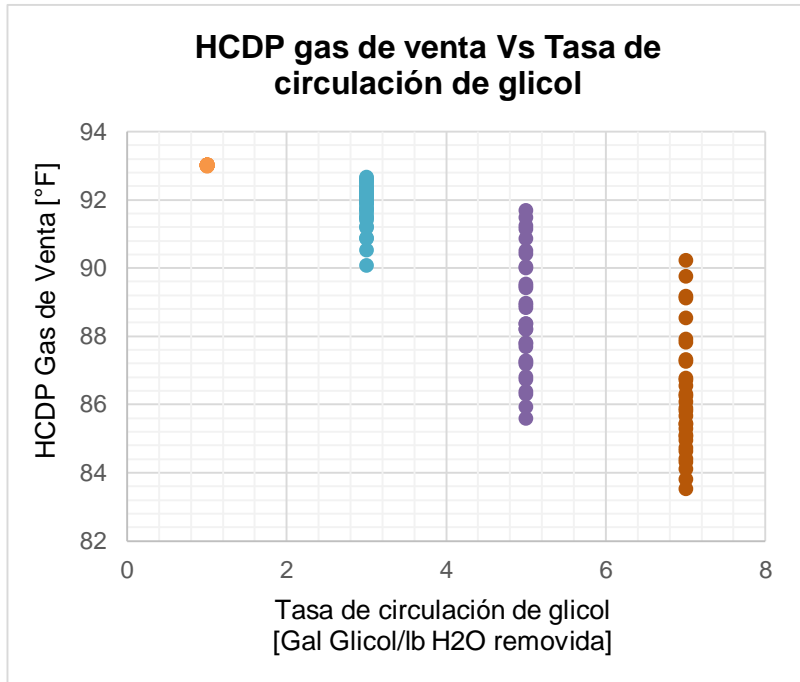


Figura 37. Influencia de la temperatura de operación sobre el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas A

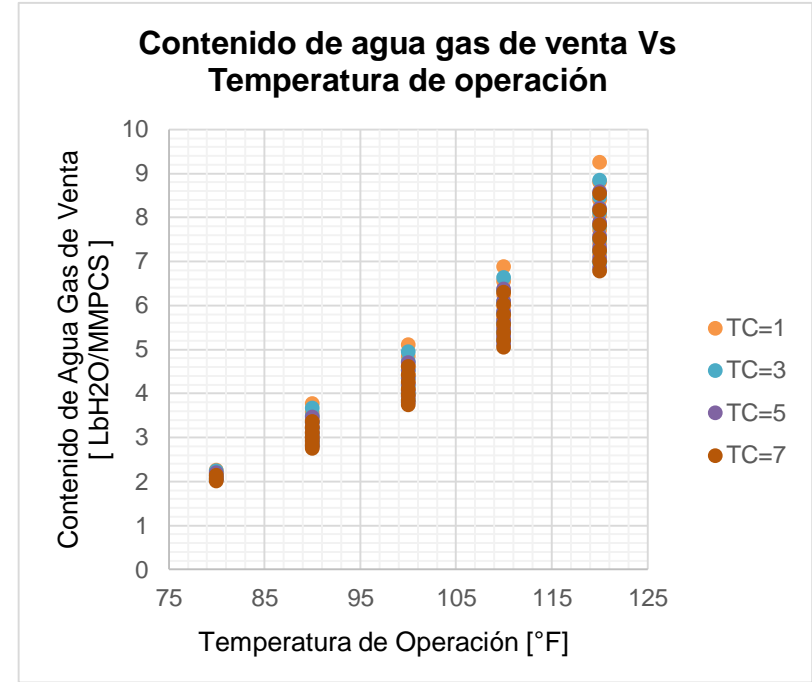
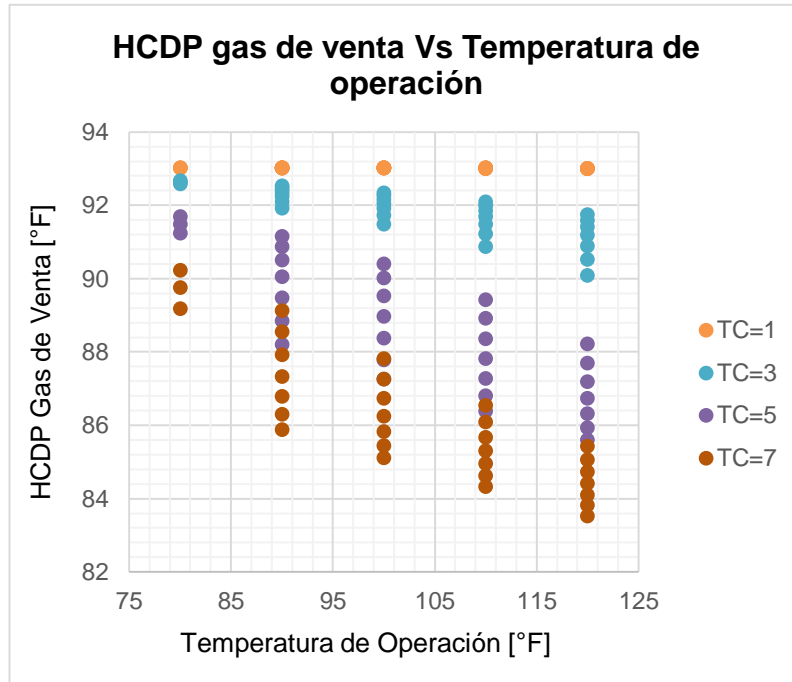
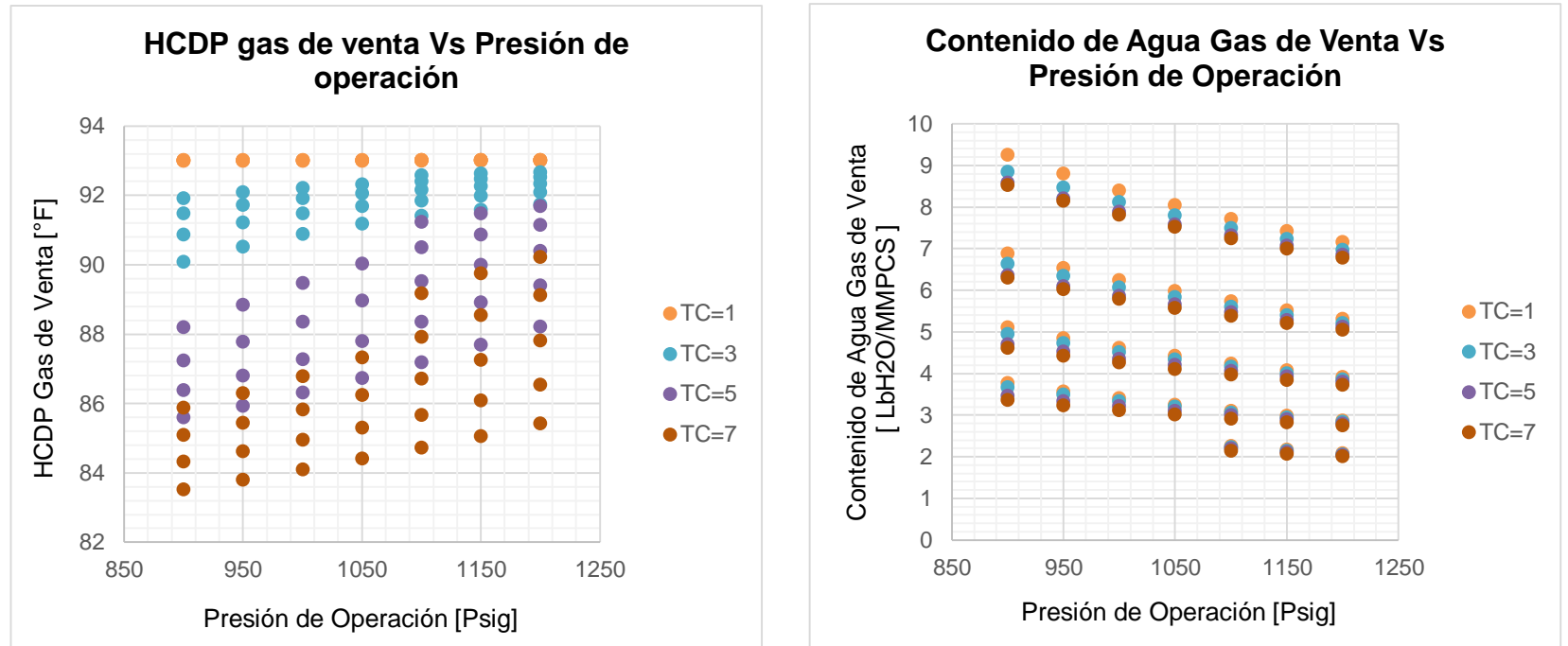


Figura 38. Influencia de la presión de operación sobre el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas A



De las condiciones de operación óptimas resultantes de la interceptación de los datos para llevar a cabo simultáneamente los dos procesos para un mismo tipo de gas, los mejores resultados que se logran alcanzar se observan en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Condiciones óptimas de la mezcla 6

Tasa de circulación [Gal glicol/ LbH ₂ O]	Temperatura [°F]	Presión [Psig]	Contenido de agua en el gas [Lb/MMPCS]			HCDP [°F]		
			Entrada	salida	diferencia %	Entrada	salida	diferencia
5	100	900	64,81	4,71	92,74	93,03	87,25	5,78
7	100	900	64,81	4,62	92,87	93,03	85,10	7,93

Con esto se evidencia que a pesar de que se logren buenos resultados en ambos procesos, el HCDP de este gas no llega a los 45°F debido a la deficiente reducción de hidrocarburos pesados que se obtiene.

Al observar los cambios significativos que se pueden llegar a obtener en el HCDP utilizando el TTEG en un proceso de absorción, se decide evaluar el mismo proceso para un gas con un HCDP de entrada menor al del gas anterior, esto con el fin de determinar la relación existente entre la composición de un gas y el grado de reducción que se puede llegar a dar.

Cabe resaltar que el gas seleccionado para esta nueva evaluación, presenta un HCDP cercano a 45°F al cual es el valor de temperatura cricondentérmica que se desea llegar.

5.4 SENSIBILIDAD EN LA TORRE CONTACTORA PARA UN NUEVO GAS CON LA MEZCLA SELECCIONADA

Tabla 23. Cromatografía extendida del gas B de entrada

Compuesto	Porcentaje
Oxígeno	0,000056
Nitrógeno	0,000008
CO2	0,000017
Metano	0,981477
Etano	0,009919
Propano	0,005444
i-Butano	0,000598
n-Butano	0,000198
22-Mpropano	0,000431
i-Pentano	0,000463
n-Pentano	0,000530
22-Mbutano	0,000024
Ciclopentano	0,000009
2-Mpentano	0,000011
3-Mpentano	0,000056
22-Mpentano	0,000074
n-Hexano	0,000052
Mciclopentano	0,000001
2-Mhexano	0,000001
Benceno	0,000057
33-Mpentano	0,000006
Ciclohexano	0,000093
23-Mpentane	0,000020
3-Mhexane	0,000007
1-tr3-MCC5	0,000016
3-Epentane	0,000016
224-Mpentane	0,000026
n-Heptano	0,000110
Mciclohexano	0,000006
234-Mhexano	0,000005
Eciclopentano	0,000001
1tr2ci3-MCC5	0,000001
Tolueno	0,000005
2-Mheptano	0,000003
1M-tr3-ECC5	0,000004
1-tr2-MCC6	0,000001
n-Octano	0,000003
1-tr3-MCC6	0,000001
1-ci4-MCC6	0,000008
23-Mheptano	0,000002
o-Xileno	0,000007
Eciclohexano	0,000008
113-MCC6	0,000008
E-Benceno	0,000006
m-Xileno	0,000027
3-Moctano	0,000091
n-Nonano	0,000091
135-MBenceno	0,00000193
n-Decano	0,00000063
n-C11	0,00000003
n-C12	0,00000001
n-C13	0,00000006
H2O	0,0018

Figura 39. Influencia de la tasa de circulación del glicol sobre el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas B

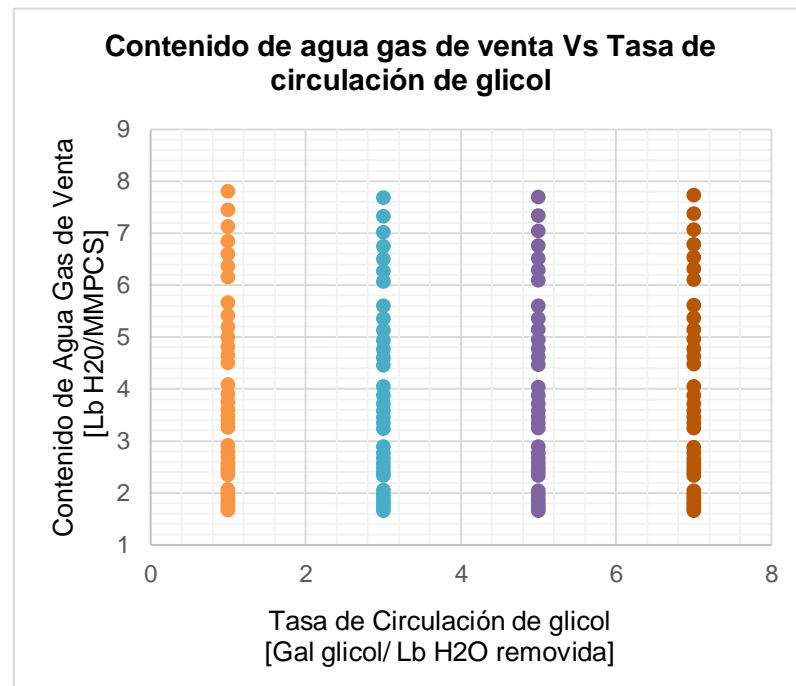
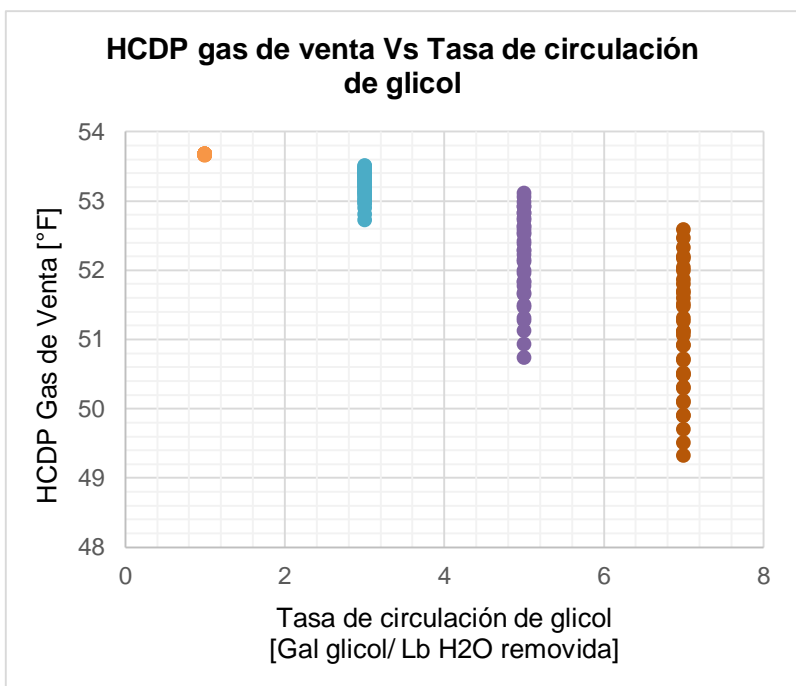


Figura 40. Influencia de la temperatura de operación sobre el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas B

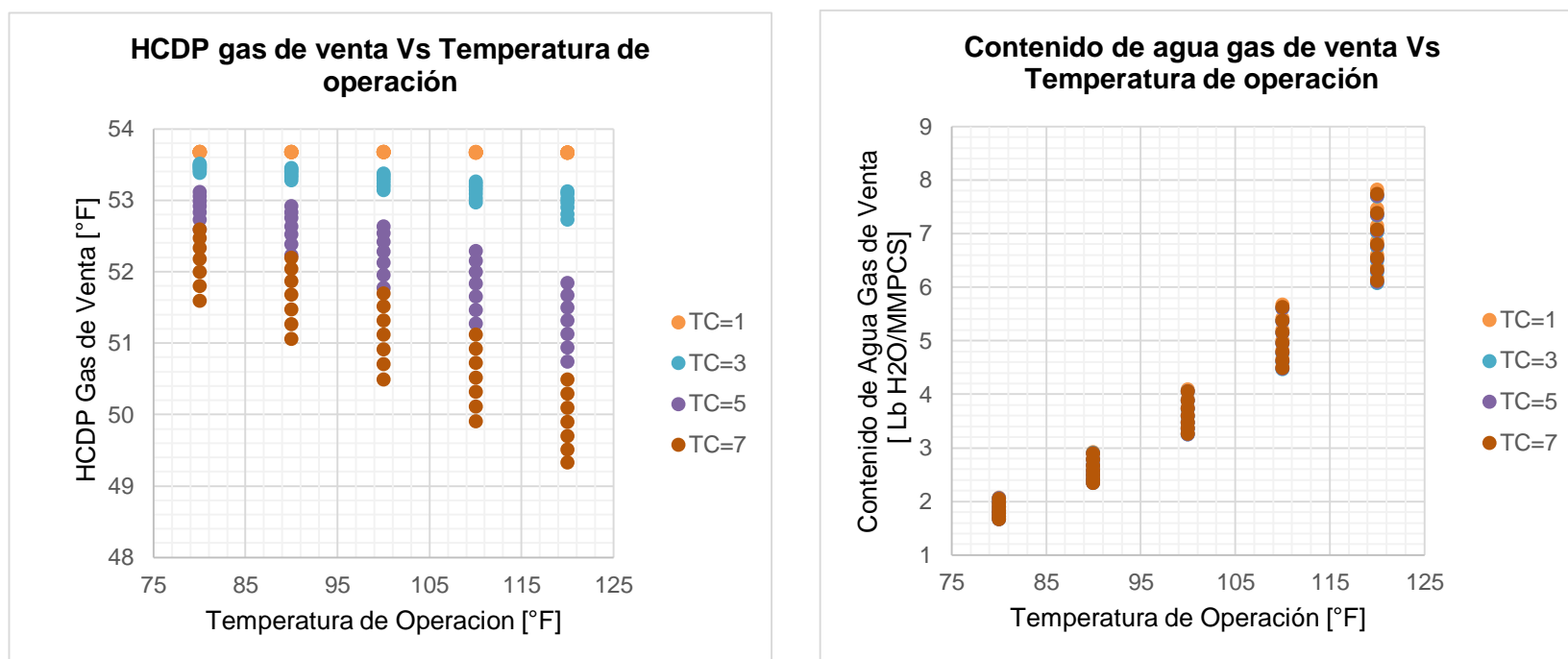
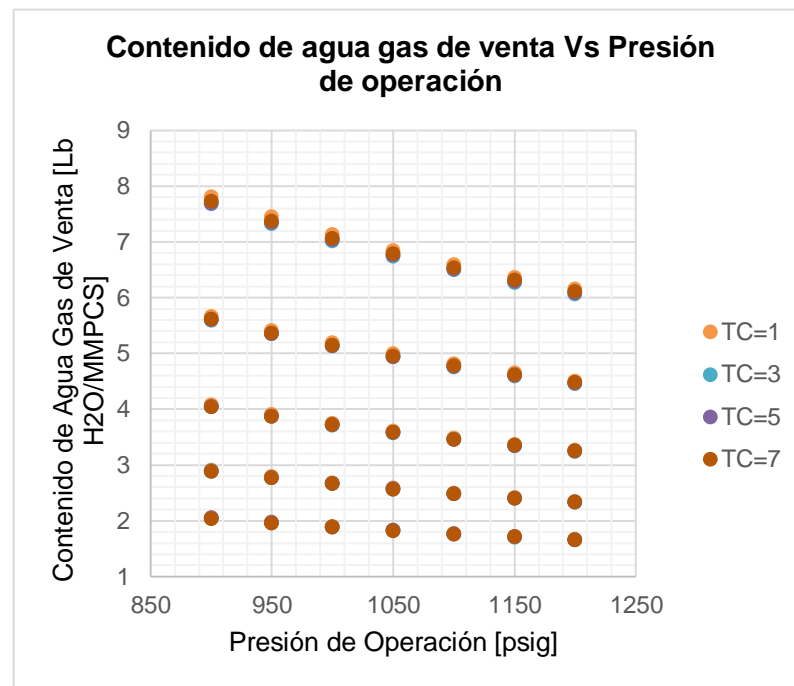
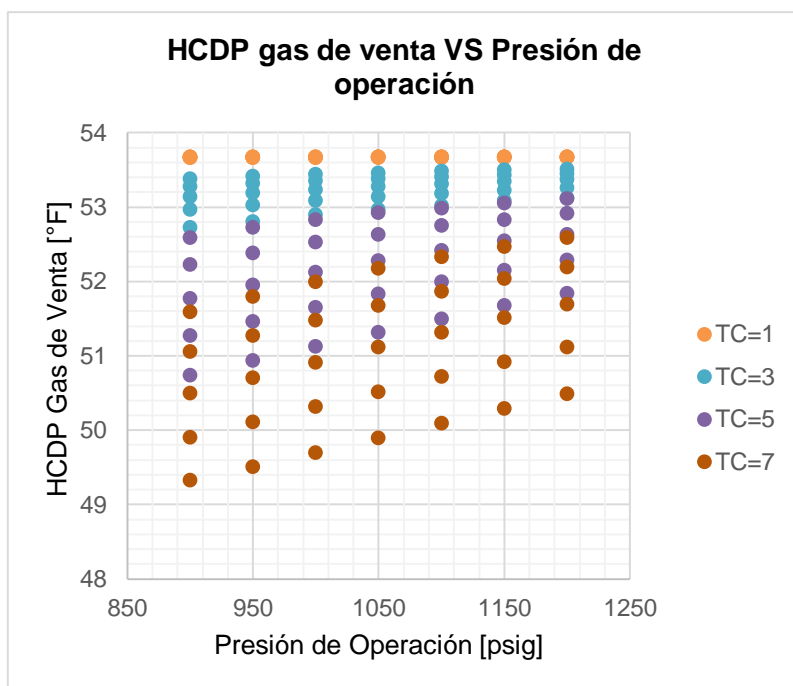


Figura 41. Influencia de la presión de operación en el proceso de deshidratación y remoción de trazas pesadas de hidrocarburos en el gas B



Al igual que con el gas original se procede a realizar una comparación de resultados de las variables de estudio. De la **Figuras 39, 40 y 41** se infiere que el comportamiento de las variables en función de la deshidratación y reducción del HCDP se da con la misma tendencia que en el gas anterior.

En la **Tabla 24** se presentan los mejores resultados, estos son obtenidos de la intercepción de las condiciones de operación óptimas de los datos de los dos procesos en forma simultánea con el nuevo tipo de gas.

Tabla 24. Condiciones óptimas de la mezcla 6

Tasa de circulación [Gal glicol/ LbH ₂ O]	Temperatura [°F]	Presión [Psig]	Contenido de agua en el gas[LbH ₂ O/MMPCS]			HCDP [°F]		
			Entrada	Salida	Diferencia %	Entrada	Salida	Diferencia
5	110	900	85,39	5,61	93,44	53,68	51,28	2,41
7	110	900	85,39	5,62	93,41	53,68	49,91	3,77

De la Tabla anterior se deduce que aunque el TTEG logre reducciones del HCDP en el nuevo gas, estas no resultan ser significativas pues no logran llegar a los 45°F exigidos por la norma de calidad del gas.

De la comparación de los resultados de los dos gases con cromatografías diferentes se infiere que aún con gases con bajos contenido de hidrocarburos pesados de entrada, el proceso de reducción del HCDP no logra ser óptimo; además esta reducción no presenta un comportamiento lineal sólo en función de la presión, temperatura y tasa de circulación del glicol, pues la composición del gas también juega un papel importante en la eficiencia de remoción porcentual de las trazas pesadas de hidrocarburos. Ver **Tabla 25**.

Tabla 25. Contraste de resultados entre cromatografías A y B

Tipo de gas	Tasa de circulación [Gal glicol/ LbH2O]	Temperatura [°F]	Presión [Psig]	HCDP [°F]			
				Entrada	Salida	Diferencia	Eficiencia de remoción [%]
A	7	100	900	93,03	85,1	7,93	8,52
B	7	100	900	53,68	50,5	3,18	5,92

6 SENSIBILIDAD EN LA TORRE REGENERADORA PARA LA MEZCLA 6

6.1 TEMPERATURA EN EL REHERVIDOR

A continuación se evidencia de que forma las variables operacionales de la torre regeneradora se ven afectadas para alcanzar una pureza del 99% a la salida del proceso de regeneración; en la **Figura 42** se observa que a mayor cantidad de agua en el TTEG se requiere mayor temperatura en el rehervidor, esto debido a que se necesita vaporizar mayor cantidad de agua contenida en el glicol, para de esta forma separar los dos fluidos y enviar de nuevo el glicol a reciclo con la pureza deseada; en la **Figura 43** se muestran los valores de calor necesarios para alcanzar estas temperaturas.

Estos resultados confirman que a mayor temperatura requerida en el rehervidor será necesario adicionar mayor calor al mismo, el cual será usado como calor latente o calor de evaporación para el agua contenida en el glicol, aumentando la eficiencia en el rehervidor.

Figura 42. Temperatura en función del agua a remover para alcanzar una pureza de glicol del 99%

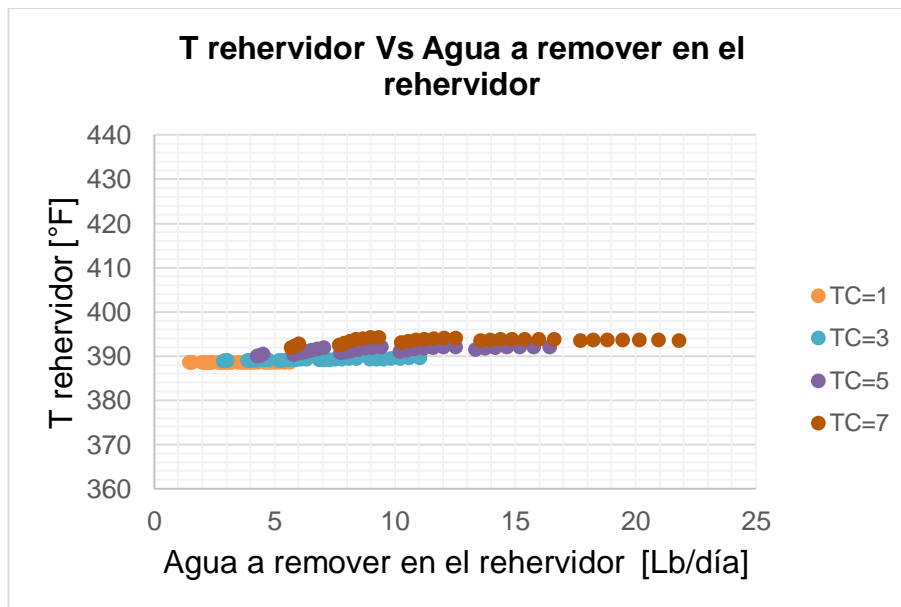
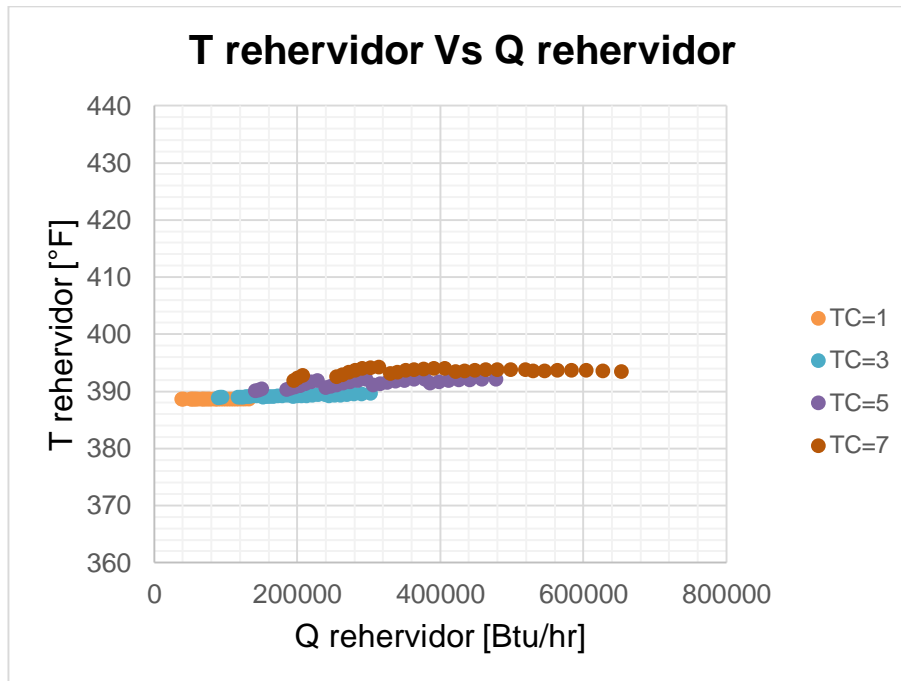
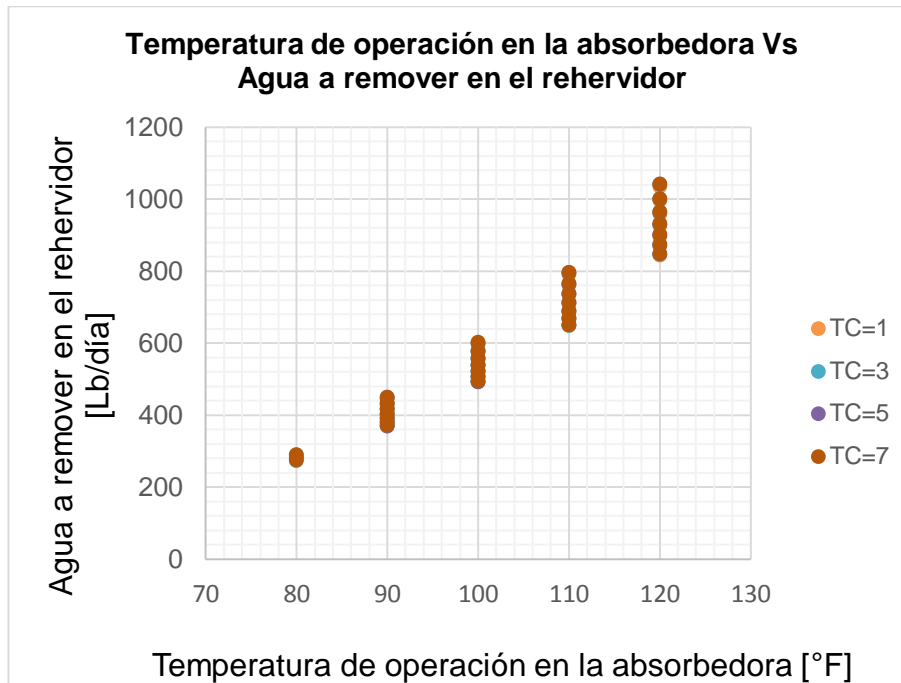


Figura 43. Temperatura en función del calor para alcanzar una pureza de glicol del 99%



Otro factor importante a evaluar en el proceso de regeneración del glicol es la temperatura de operación del gas a la entrada de la torre absorbidora, pues a mayor temperatura mayor será el agua en el gas a tratar por el TTEG, y como consecuencia de esto, el glicol llegará al rehervidor con un alto contenido de agua, requiriendo una mayor eficiencia en la regeneración. Ver **Figura 44**.

Figura 44. Temperatura de la absorbidora en función del agua a remover por el rehervidor



Sin embargo, la temperatura para poder llevar el glicol a reciclo a una pureza del 99% son es solamente la hallada en la **Figura 43**, puesto que el glicol en la contactora no absorbe solo agua, si no también hidrocarburos pesados (ver **Figura 45**), se hace indispensable hallar la temperatura necesaria en el rehervidor para poder eliminar la mayor cantidad de estos (ver **Figura 46**), y así poder llevar el glicol a reciclo con la pureza deseada.

Figura 45. Comparación entre el contenido de hidrocarburos presentes en el glicol a regenerar con el contenido de hidrocarburos presentes en el glicol a reciclo Vs Temperatura en el rehevridor

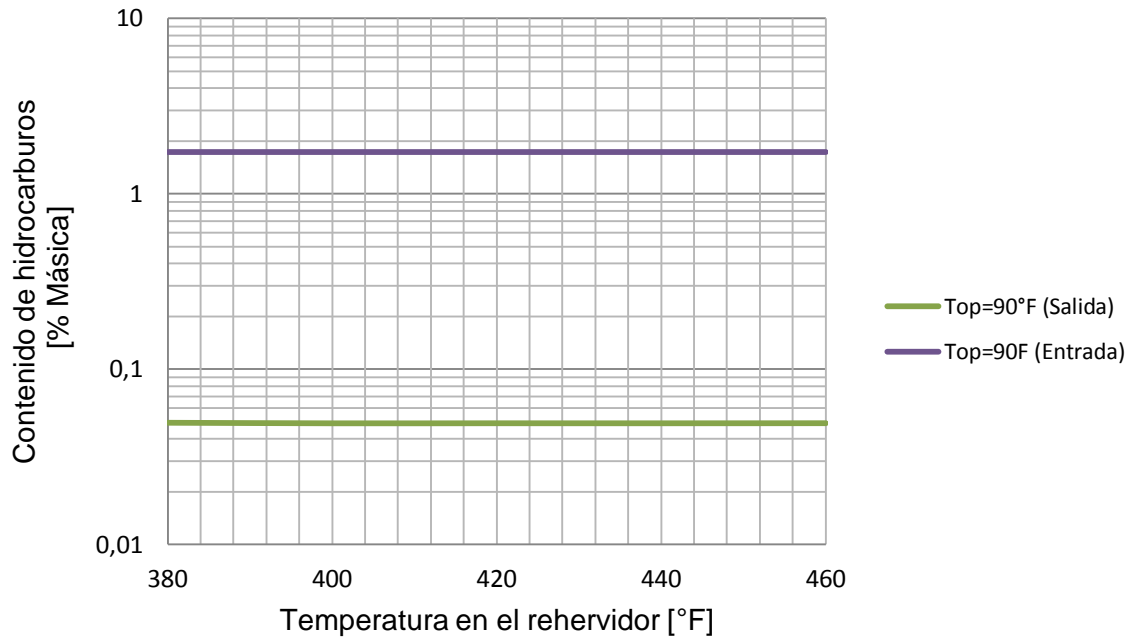
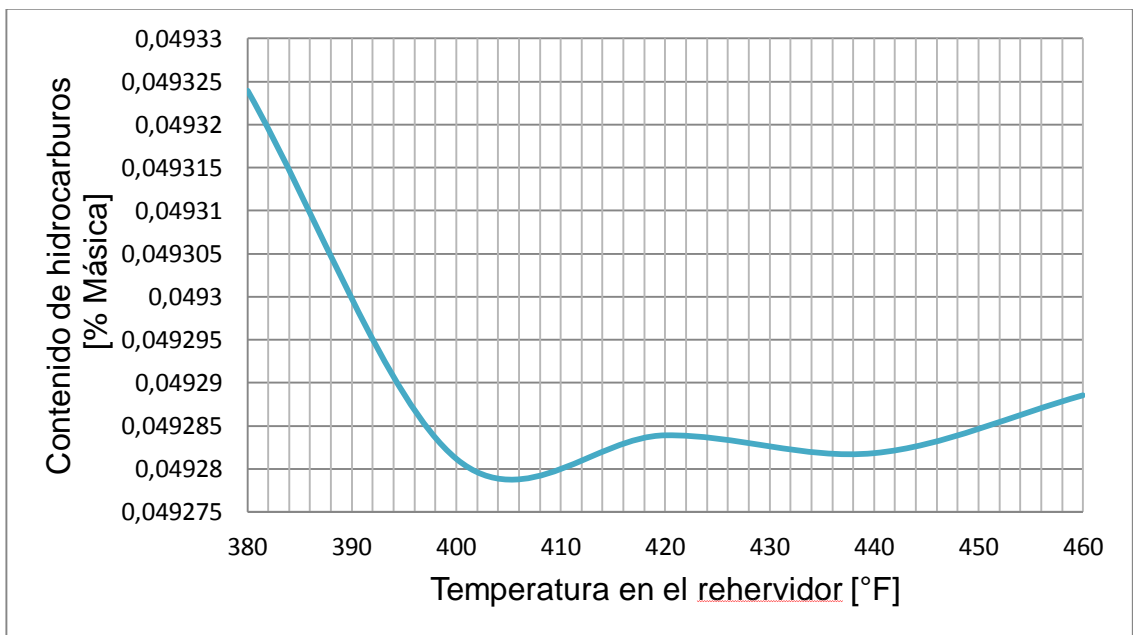


Figura 46. Contenido de hidrocarburos presentes en el glicol a reciclo Vs Temperatura en el rehevridor



6.2 PUREZA DEL GLICOL ALCANZADA.

Las Figuras 47 y 48 muestran un escenario en el cual a 380 °F las purezas alcanzadas son casi constantes en una misma tasa a cualquier presión y temperatura de operación de la torre absorbedora, estas pequeñas variaciones son debido a la cantidad de agua que lleva el glicol a la entrada de la torre regeneradora.

El contenido de agua se ve condicionado por las variables de operación a la entrada de la torre contactora, pues a mayor temperatura y menor presión el gas se satura con un mayor contenido de agua, requiriendo un mayor calor en el rehervidor para poder ser eliminada; además, muestran que una temperatura de 380°F no es suficiente para lograr regenerar el TTEG a las purezas necesarias para llevar a cabo los dos procesos a evaluar en este proyecto. Sin embargo, cabe resaltar que con este glicol es posible aumentar los rangos de temperatura en el rehervidor pues se trabaja con el TTEG cuya temperatura de degradación es 460°F.

Figura 47. Pureza del TTEG lograda en la regeneradora en función del agua a remover en la misma

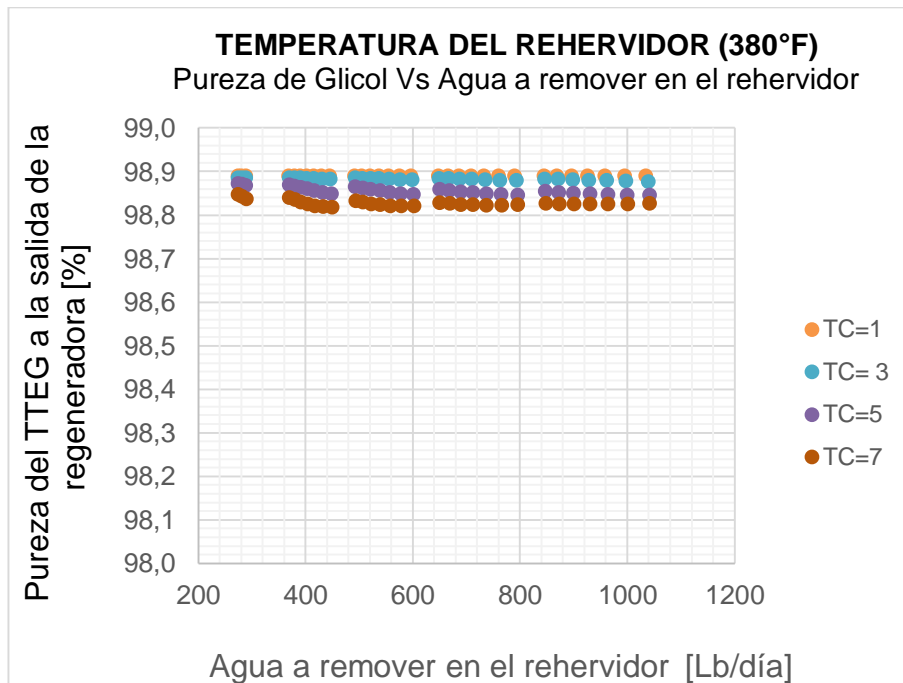
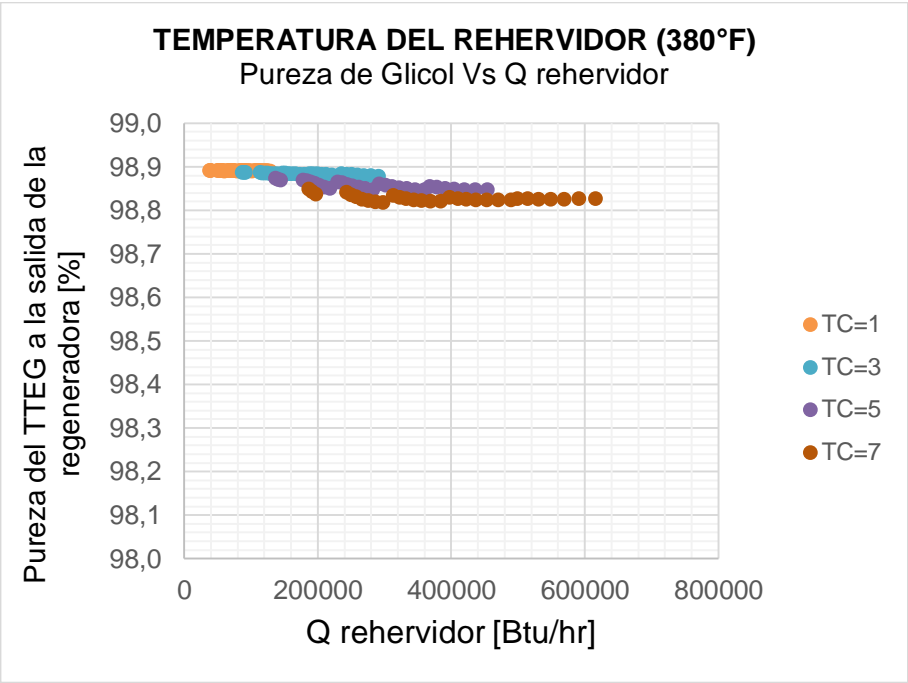


Figura 48. Pureza del TTEG lograda en la regeneradora en función del Calor agregado a la misma



7 CONCLUSIONES

- El Trietilenglicol y el tetraetilenglicol son los glicoles con la mayor viabilidad técnica para el tratamiento del gas natural según los objetivos planteados en este proyecto, pues dichos absorbentes presentan una alta afinidad por el agua lo que permite una buena remoción de la misma; adicional a esto el tetraetilenglicol tiene la capacidad de remover hidrocarburos pesados del gas natural y logra alcanzar altos grados de pureza en la etapa de regeneración, esto por ser el glicol más estable térmicamente. La selección de estos glicoles fué llevada a cabo mediante una matriz de evaluación en la cual se valoraron con distintos niveles de calidad cada uno de los criterios o propiedades del glicol.
- Aunque el trietilenglicol muestra características teóricamente favorables para desarrollar los dos procesos, la simulación realizada en el software Aspen Hysys evidenció que su capacidad como absorbedor de trazas pesadas de hidrocarburos es ineficiente y a su vez ratifica su alta capacidad de deshidratación; contrario a lo que ocurre con tetraetilenglicol, pues este absorbente logra notables resultados en la remoción de trazas pesadas de hidrocarburos y a su vez en la deshidratación.
- La reducción que se logra llevar a cabo no presenta un comportamiento sólo en función de la presión, temperatura y tasa de circulación del glicol, pues la composición del gas también juega un papel importante en la eficiencia de remoción porcentual de las trazas pesadas de hidrocarburos. En los resultados obtenidos de la simulación se evidencia que entre mayor sea el HCDP del gas de entrada se alcanzan mayores diferencias del punto de rocío de hidrocarburos entre este y el de salida
- En cuanto a la etapa de regeneración, se evidencia que entre mayor sea la temperatura en el rehervidor mayores grados de pureza se alcanzan en el absorbente, sin embargo, se requerirá adicionar mayor calor al mismo, implicando mayor gasto energético en el rehervidor. Otro factor que influye en el calor requerido en el rehervidor es el contenido de agua a la entrada de la torre contactora, el cual a su vez se ve condicionado por las variables de operación de esta, pues a mayor temperatura y menor presión de entrada el gas se satura con un mayor contenido de agua, esta cantidad será retirada

por el glicol en la etapa de absorción necesitando posteriormente mayor calor en el rehervidor para ser removida del glicol.

- Aunque el proceso se llevó a cabo bajo las condiciones más óptimas en cuanto al grado de pureza del glicol y a pesar de las favorables cualidades del tetraetilenglicol como deshidratador y absorbedor de trazas pesadas de hidrocarburos, este no logra llevar el gas a condiciones RUT en cuanto al HCDP se refiere.

BIBLIOGRAFÍA

ANYADIEGWU, C.I.C; KERUNWA, Anthony and OVIWELE, Patrick. Natural gas dehydration using triethylene glycol (teg). *Petroleum & Coal* [en línea] 2014. Vol 56 N° 4 p. 407- 417. Disponible en:

http://www.vurup.sk/sites/vurup.sk/files/downloads/pc_4_2014_anyadiegwu_294_0.pdf

Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025. En: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética [En línea]. Disponible en:

http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Balance_Gas_Natural_2016_2025.pdf

BALLARD, Don. Como mejorar la deshidratación por glicol. Oklahoma: Coastal chemical Company

BORRAS, Enrique. Gas Natural: Características, distribución y aplicaciones industriales. Barcelona-España. Editores técnicos asociados. 1987. 386 p.

CAMPBELL, John M. Gas Conditioning & Processing: Volume 1 The Basic Principles. 7th ed. Norman: Campbell Petroleum Series, 1992. 349 p.

Comisión Reguladora de Energía y Gas. “Actualización al Reglamento Único de Transporte de gas Natural-RUT”. Documento CREG-053, 16 de agosto de 2007.

DOW CHEMICAL. Dow Ethylene glycols: Tetraethylene glycol. En: The Dow Chemical Company [En línea]. Disponible en:

<http://www.dow.com/ethyleneglycol/resources/index.htm>

DPC. Dew point control. What is HCDP (Hydrocarbon Dew Point). [En línea]. [Sugar Land, Texas. EU]. DPC, Dew point control, 2014. Disponible En: <http://dewpointcontrol.com/hcdp.html>

EBELING, Harold O. Reduce Emissions and Operating Costs with Appropriate Glycol Selection. En: Bryan Research & Engineering, Inc - Technical papers [En línea], 2006. Disponible en:

<https://www.bre.com/PDF/Reduce-Emissions-and-Operating-Costs-with-Appropriate-Glycol-Selection.pdf>

GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book [Electronic]. 12 ed [Tulsa, Oklahoma, United States]: GPSA Global, oct 2004.

GAYON L, Jennifer. Análisis de selección de tecnología para deshidratación del gas natural proveniente del distrito Anaco. Trabajo de grado Especialización en ingeniería del Gas Natural. Caracas: Universidad Simón Bolívar. Decanato de Estudios de Postgrado. 2008.

GUERRERO, Fernando y LLANO, Fernando. Caso de estudio gas natural en Colombia – Gas e.s.p. Trabajo de grado Especialización en Administración de Empresas. Cali: Universidad ICESI. Administración de empresas, 2003.

HERNANDEZ, Nini y ESPINEL, Anyi. Diseño y problemas operacionales en torres contactoras de platos de deshidratación de gas con glicol. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.2007

Moncada Fidelina, Molina David, Raven Hernán, Salazar Iliana. Analysis of the system of dehydration of natural gas with triethylene glycol of a plant of extraction of liquids.En:Rev. Téc. Ing. Univ. Zulia. Vol. 30, Edición Especial, 464 - 471, 2007.

Ribón Helena, Santos Nicolás, Ortiz Olga. MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL. En: Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 8 N° 2 de 2010 - Jul/Dic .pp 55/64

STEWART, Maurice y ARNOLD, Ken. Gas Dehydration Field Manual. 1 ed. Gulf Publishing Company, 2011. 260 p.

WANG, Xiuli y ECONOMIDES, Michael. Advance Natural Gas Engineering. Houston, Texas: Ediciones Tips Technical Publishing, Inc, 2009. 417 p.

ANEXOS

Anexo 1. Cambio porcentual en la composición molar del gas A de salida respecto al de entrada

Componente	Gas de Entrada A	Gas de Venta (TC=5)	Diferencia %	Gas de venta (TC=7)	Diferencia %
Oxygen	0,002365	0,002369	-0,158327%	0,002369	-0,178671%
Nitrogen	0,006674	0,006686	-0,177696%	0,006688	-0,205873%
CO2	0,000377	0,000377	0,135366%	0,000377	0,232374%
Methane	0,940902	0,942369	-0,155912%	0,942535	-0,173529%
Ethane	0,019281	0,019291	-0,054573%	0,019284	-0,018862%
Propane	0,011302	0,011296	0,052159%	0,011284	0,156443%
i-Butane	0,003210	0,003207	0,066517%	0,003203	0,195166%
n-Butane	0,005999	0,005985	0,222948%	0,005972	0,450603%
22-Mpropane	0,000093	0,000093	0,004790%	0,000093	0,106506%
i-Pentane	0,002086	0,002081	0,234304%	0,002076	0,498267%
n-Pentane	0,002099	0,002090	0,427181%	0,002082	0,823200%
22-Mbutane	0,000053	0,000052	1,859084%	0,000051	3,221169%
Cyclopentane	0,000190	0,000183	3,585640%	0,000178	5,961606%
2-Mpentane	0,000657	0,000655	0,359911%	0,000652	0,753122%
3-Mpentane	0,000341	0,000338	0,606687%	0,000337	1,183360%
22-Mpentane	0,000016	0,000016	0,317743%	0,000016	0,710778%
n-Hexane	0,000759	0,000754	0,615510%	0,000750	1,212755%
Mcyclopentan	0,000263	0,000254	3,161791%	0,000248	5,514081%
2-Mhexane	0,000132	0,000131	0,517329%	0,000130	1,091692%
Benzene	0,000123	0,000103	16,300144%	0,000090	26,962495%
33-Mpentane	0,000013	0,000013	0,765098%	0,000013	1,520060%
Cyclohexane	0,000203	0,000190	6,227365%	0,000181	10,712309%
23-Mpentane	0,000043	0,000043	0,887637%	0,000042	1,752469%
3-Mhexane	0,000149	0,000148	0,726028%	0,000147	1,470262%
1-tr3-MCC5	0,000036	0,000035	3,384262%	0,000034	6,099264%
3-etilpentano	0,000036	0,000036	0,987609%	0,000035	1,943839%
224-Mpentane	0,000055	0,000055	0,234878%	0,000055	0,588666%
n-Heptane	0,000238	0,000236	0,752993%	0,000234	1,540024%

Componente	Gas de Entrada A	Gas de Venta (TC=5)	Diferencia %	Gas de venta (TC=7)	Diferencia %
Mcyclohexane	0,000249	0,000238	4,430105%	0,000229	8,017749%
2,3,4 -Mhexano	0,000011	0,000011	0,896526%	0,000011	1,939310%
Ecyclopentan	0,000026	0,000025	5,511782%	0,000023	10,012037%
1tr2ci3-MCC5	0,000014	0,000014	0,888459%	0,000014	1,811016%
Toluene	0,000101	0,000076	24,755425%	0,000057	43,375255%
2-Mheptane	0,000059	0,000059	0,544572%	0,000058	1,212082%
1M-tr3-ECC5	0,000093	0,000091	1,798834%	0,000090	3,538901%
1-tr2-MCC6	0,000016	0,000014	12,009923%	0,000012	23,286890%
n-Octane	0,000063	0,000062	0,921709%	0,000062	1,960442%
1,3 dimetilciclohexano	0,000025	0,000024	2,617530%	0,000024	5,086872%
1-ci4-MCC6	0,000017	0,000017	2,003071%	0,000016	3,920349%
23-Mheptane	0,000004	0,000004	0,572375%	0,000004	1,316371%
o-Xylene	0,000015	0,000002	85,022250%	0,000000	98,465973%
Ecyclohexane	0,000017	0,000016	4,453417%	0,000016	8,585302%
113-MCC6	0,000019	0,000019	0,941660%	0,000019	1,998812%
E-Benzene	0,000014	0,000009	36,342642%	0,000005	65,610319%
m-Xylene	0,000059	0,000033	44,417068%	0,000014	76,916065%
3 metil octano	0,000011	0,000011	0,729664%	0,000011	1,654846%
n-Nonane	0,000065	0,000064	1,020499%	0,000063	2,277449%
135Mbenzene	0,000042	0,000006	86,586685%	0,000001	98,784698%
n-Decane	0,000013	0,000013	0,824261%	0,000013	1,991488%
n-C11	0,000006	0,000006	0,837193%	0,000006	2,140456%
n-C12	0,000002	0,000002	0,534320%	0,000002	1,536391%
n-C13	0,000001	0,000001	0,538202%	0,000001	1,643222%
H2O	0,001368	0,000099	92,736132%	0,000097	92,876539%

Anexo 2. Cambio porcentual en la composición molar del gas B de salida respecto al de entrada

Componente	Gas de Entrada A	Gas de Venta (TC=5)	Diferencia %	Gas de venta (TC=7)	Diferencia %
Oxygen	0,000056	0,000056	-0,180552%	0,0000561	-0,189198%
Nitrogen	0,000008	0,000008	-0,204419%	0,0000084	-0,222419%
CO2	0,000017	0,000017	0,167598%	0,0000174	0,294980%
Methane	0,979702	0,981439	-0,177345%	0,9814907	-0,182597%
Ethane	0,009907	0,009912	-0,053657%	0,0099065	0,004203%
Propane	0,005433	0,005429	0,076270%	0,0054211	0,214782%
i-Butane	0,000597	0,000597	0,095278%	0,0005956	0,262815%
n-Butane	0,000198	0,000197	0,281767%	0,0001966	0,563420%
22-Mpropane	0,000430	0,000430	0,023266%	0,0004297	0,160953%
i-Pentane	0,000462	0,000461	0,300366%	0,0004595	0,626787%
n-Pentane	0,000529	0,000526	0,529194%	0,0005240	1,006749%
22-Mbutane	0,000024	0,000024	2,226699%	0,0000234	3,814808%
Cyclopentane	0,000009	0,000008	4,172541%	0,0000082	6,872688%
2-Mpentane	0,000011	0,000011	0,452364%	0,0000109	0,928699%
3-Mpentane	0,000056	0,000055	0,745955%	0,0000547	1,432678%
22-Mpentane	0,000074	0,000074	0,406761%	0,0000732	0,886578%
n-Hexane	0,000052	0,000052	0,755605%	0,0000514	1,464991%
Mcyclopentan	0,000001	0,000001	3,737964%	0,0000011	6,443567%
2-Mhexane	0,000001	0,000001	0,643299%	0,0000006	1,329714%
Benzene	0,000057	0,000046	18,26517%	0,0000396	30,05808%
33-Mpentane	0,000006	0,000006	0,955831%	0,0000061	1,863479%
Cyclohexane	0,000093	0,000086	7,229558%	0,0000817	12,31342%
23-Mpentane	0,000020	0,000020	1,087375%	0,0000195	2,109548%
3-Mhexane	0,000007	0,000007	0,893013%	0,0000068	1,775093%
1-tr3-MCC5	0,000016	0,000016	4,008751%	0,0000152	7,132465%
3-etilpentano	0,000016	0,000016	1,204374%	0,0000160	2,329806%
224-Mpentane	0,000025	0,000025	0,311818%	0,0000253	0,750507%
n-Heptane	0,000110	0,000109	0,923716%	0,0001078	1,853706%
Mcyclohexane	0,000006	0,000005	5,228940%	0,0000050	9,346998%
2,3,4 -Mhexano	0,000005	0,000005	1,147158%	0,0000050	2,419239%
Ecyclopentan	0,000001	0,000001	6,412368%	0,0000011	11,51170%

Componente	Gas de Entrada A	Gas de Venta (TC=5)	Diferencia %	Gas de venta (TC=7)	Diferencia %
1tr2ci3-MCC5	0,000001	0,000001	1,122997%	0,0000006	2,240600%
Toluene	0,000005	0,000003	27,47366%	0,0000024	48,12972%
2-Mheptane	0,000003	0,000003	0,682264%	0,0000027	1,481138%
1M-tr3-ECC5	0,000004	0,000004	2,221401%	0,0000041	4,292009%
1-tr2-MCC6	0,000001	0,000001	12,93507%	0,0000006	24,89704%
n-Octane	0,000003	0,000003	1,137062%	0,0000028	2,366119%
1,3 dimetilciclohexano	0,000001	0,000001	3,096659%	0,0000011	5,923105%
1-ci4-MCC6	0,000008	0,000008	2,488981%	0,0000075	4,785582%
o-Xylene	0,000007	0,000001	87,23051%	0,0000001	99,02138%
Ecyclohexane	0,000008	0,000007	5,297326%	0,0000071	10,07023%
113-MCC6	0,000008	0,000008	1,217791%	0,0000083	2,521049%
E-Benzene	0,000006	0,000004	39,78651%	0,0000018	71,71734%
m-Xylene	0,000027	0,000014	47,92423%	0,0000048	82,14802%
3 metil octano	0,000091	0,000090	0,920532%	0,0000887	2,032038%
n-Nonane	0,000091	0,000089	1,256464%	0,0000881	2,737288%
135Mbenzene	0,000002	0,000000	88,071111%	0,0000000	99,21171%
n-Decane	0,000001	0,000001	1,034521%	0,0000006	2,426896%
n-C11	0,000000	0,000000	1,055046%	0,0000000	2,612085%
n-C12	0,000000	0,000000	0,697237%	0,0000000	1,918556%
n-C13	0,000000	0,000000	0,711592%	0,0000001	2,070242%
H2O	0,001802	0,000118	93,43634%	0,0001186	93,418037%

