

TECNOLOGÍAS DE ENDULZAMIENTO – UNA MIRADA MÁS AMPLIA

Marco Bergel es ingeniero químico egresado de la Universidad de Buenos Aires en el año 2006 y licenciado en ciencias de la administración egresado con Diploma de Honor de la Universidad del Salvador en el año 2002. Obtuvo además una Maestría en Gestión de la Universidad de Toulouse, Francia, en el año 2002. Posee amplia experiencia como ingeniero de procesos en la industria del gas natural, petróleo y agua en proyectos de ingeniería conceptual, básica y de detalle, y como docente en la cátedra de Operaciones de Transferencia de Masa en la Universidad de Buenos Aires. Actualmente se desempeña como ingeniero de procesos en TECNA, donde ha trabajado los últimos tres años.

Ignacio Tierno es Ingeniero Químico egresado con Diploma de Honor del Instituto Tecnológico de Buenos Aires en el año 2003. Se ha destacado como Instructor de Cursos sobre Procesamiento de Gas en diversos Institutos y Universidades de Argentina. Fue Jefe de Trabajos Prácticos de Diseño Conceptual de Procesos, en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Actualmente es Ingeniero de Procesos en TECNA, donde ha trabajado los últimos cinco años en diseño de procesos e ingenierías conceptuales, básicas y de detalle para proyectos nacionales e internacionales de empresas como Total E&P en Bolivia; Pluspetrol en Perú; Gas Natural en España; Pan American Energy en Argentina; Repsol en Bolivia; Petrobras en Brasil; YPergas en Venezuela; Sonatrach-Repsol en Argelia, entre otros.

TECNA es una empresa de ingeniería con una vasta trayectoria en la aplicación de tecnologías para el procesamiento de hidrocarburo

Resumen

Existe en la actualidad una amplia variedad de tecnologías para endulzamiento de gas entre las que se destacan los solventes químicos y físicos, las membranas, y los adsorbentes regenerables, entre otros.

El ingeniero de procesos se enfrenta entonces a la difícil pregunta: qué método cubre mejor los requerimientos del proyecto? Una aproximación tradicional al problema consiste en seleccionar la

tecnología de acuerdo al contenido de CO₂ del gas a tratar y la especificación requerida, considerando así la planta de endulzamiento como una unidad aislada del resto de las instalaciones.

Este trabajo propone un enfoque alternativo, teniendo en cuenta además el esquema de procesamiento de gas en su conjunto y su entorno:

- Procesos ubicados aguas abajo de la unidad de endulzamiento: ajuste de punto de rocío, recuperación de LGN, generación de energía eléctrica o inyección a gasoducto.
- Disposición del gas ácido: venteo o re-inyección.
- Costo y disponibilidad de la energía.

En particular, se analiza la flexibilidad de las tecnologías para ser ampliadas con el fin de lograr mayores remociones de CO₂ en forma gradual, por ejemplo frente a los cambios de especificación previstos en la legislación venezolana, la cual considera una reducción gradual en el contenido de CO₂ en los próximos años. Combinar tecnologías diferentes podría otorgar aún más flexibilidad en ciertos casos.

Introducción

El diseño de un esquema de procesamiento eficiente y competitivo es una etapa fundamental en el desarrollo de yacimientos de gas. En ese contexto, la unidad de endulzamiento presenta un rol protagónico debido a la amplia variedad de tecnologías para remoción de CO₂ disponibles en la actualidad. Entre ellas, se destacan los solventes químicos y físicos, las membranas, y los adsorbentes regenerables. El ingeniero de procesos se enfrenta entonces con el desafío de seleccionar la tecnología que mejor se adapta a las necesidades del proyecto.

Este trabajo propone un análisis crítico de las herramientas de selección tradicionales para remoción de gases ácidos, sugiriendo además un enfoque alternativo que contempla el conjunto del proyecto junto a factores externos, además de las características del gas a tratar. Adicionalmente se estudia la flexibilidad de las principales tecnologías frente a los cambios graduales de especificación en el contenido de CO₂ previstos por la legislación venezolana.

Tecnologías de endulzamiento

Existen numerosas tecnologías comercialmente disponibles para tratar gases ácidos. Algunas de ellas se basan en la absorción del CO₂ mediante un solvente químico o físico y su posterior desorción, otras utilizan la diferencia en la permeabilidad a través de un material de los componentes del gas natural. Estas diferencias en el mecanismo de remoción determinan sus principales atractivos y desventajas.

A efectos de describir brevemente cada una de ellas, las tecnologías de endulzamiento pueden clasificarse de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 1 – Clasificación de tecnologías de endulzamiento

Mecanismo de remoción de CO ₂	Tipo de proceso	Tecnología	Nombre comercial
Absorción química	Regenerativo continuo	Aminas	MEA, DEA, MDEA, DIPA, DGA, Solventes formulados
		Carbonato de potasio	Benfield, Catacarb, Giammarco-Vetrocoke, etc.
	No regenerativo, continuo (arreglo usual: lead/lag)	Hidróxido de sodio	-
Absorción física	Regenerativo continuo	Solventes físicos	Selexol, Rectisol, Purisol, Fluor Solvent, IFPexol, etc.
Absorción físico-química	Regenerativo continuo	Solventes físico-químicos	Sulfinol, Ucarsol LE 701, 702 & 703, Flexsorb PS, etc.
Adsorción física	Regenerativo continuo (secuencia de adsorción/desorción)	Tamices moleculares	Z5A (Zeochem), LNG-3 (UOP), etc
Permeación	Continuo	Membranas	Separex, Cynara, Z-top, Medal, etc.

Nota: no se incluyen en este listado procesos de fraccionamiento (típicos de proyectos de recuperación asistida de petróleo, donde se busca recuperar el CO₂ del gas para re-inyectarlo), cuyo rango de aplicación está fuera de los casos típicos de procesamiento de gas natural.

Características particulares

Se puede encontrar una descripción detallada de cada tecnología en la bibliografía (Referencias 1 a 3). Resultará útil recordar algunas características particulares:

- La absorción con aminas es uno de los procesos más difundidos en la industria. Si bien existen varias aminas, para tratamiento de gas natural se utiliza mayormente MDEA o solventes formulados basados en MDEA.
- La absorción de CO₂ con carbonato de potasio se produce a altas temperaturas. El proceso presenta similitudes con el de aminas en cuanto a que también consta de absorción y reacción en la columna contactara.
- Los solventes físicos pueden regenerarse mediante sucesivas despresurizaciones, sin aporte de calor. Sin embargo, existe una amplia variedad de esquemas de procesos, y puede requerirse la regeneración térmica o un despojamiento (stripping). Los solventes físicos absorben hidrocarburos pesados y agua, y en ciertos casos permiten alcanzar todas las especificaciones del gas en una misma unidad.

- La absorción con solventes mixtos guarda muchas similitudes con la absorción con aminas, y tiene algunas de las ventajas asociadas a los solventes físicos (menores requerimientos de calor para la regeneración).
- La adsorción resulta eficiente para contenidos de CO₂ menores al 2% y permite alcanzar especificaciones muy bajas (< 50 ppm). Además, se remueven agua, H₂S, mercaptanos y otros compuestos de azufre, por lo que es usual su utilización en trenes de liquefacción de gas (para LNG).
- El pretratamiento del gas es muy importante para asegurar la vida útil de las membranas, y puede clasificarse en:
 - o Calentamiento del gas.
 - o Separación de hidrocarburos pesados por enfriamiento (por refrigeración mecánica o efecto Joule-Thomson).
 - o Adsorción de hidrocarburos pesados y agua mediante un sistema de tamices regenerables.

Todos incluyen además filtración. La selección del método de pre-tratamiento depende de la remoción de CO₂, del contenido de hidrocarburos pesados del gas y del nivel de incertidumbre de la composición. En las membranas se pierde metano, “enriqueciendo” el gas de residuo en hidrocarburos pesados.

- La remoción de pequeñas cantidades de contaminantes suele realizarse con secuestrantes químicos no regenerativos. Un posible arreglo consiste en hacer burbujear el gas en un recipiente que contiene el secuestrante.

Tabla resumen

La Tabla 2 resume las principales características de las tecnologías de endulzamiento mencionadas anteriormente, y puede resultar útil para una primera preselección como guía para descartar aquellas cuyo rango de aplicación no concuerde con los requerimientos del proyecto.

Tabla 2 – Principales características de tecnologías de endulzamiento

		PROCESO						
ÍTEM		AMINAS	MEMBRANAS	CARBONATO DE POTASIO	SOLVENTES FÍSICOS	SOLVENTES MIXTOS	ADSORCIÓN FÍSICA	SOLVENTES NO REGENERATIVOS
Contenido de gas ácido de entrada		Hasta 70% V	Hasta 90% V	5% Va 50% V	$P_{CO_2} > 3.5$ bara	$P_{CO_2} > 7.6$ bara	0.1% Va 2% V	< 0.1% V
Contenido de gas ácido en la salida (típico)		De 2% V hasta remoción profunda	1% V	$\geq 1.5\% V$ (esquema de simple etapa) $\geq 0.1\% V$ (esquema de dos etapas)	1% V	< 0.5 % V	50 ppmV	5 a 300 ppmV
Caudales de gas típicos (MMSCMD)		Bajos hasta más de 10	Muybajos hasta más de 10	Bajos hasta 7	De 3 a 11	Bajos hasta más de 10	Bajos hasta 3	Bajos
Condiciones de operación típicas	Presión	Absorción : 5 a 120 bara Regeneración : 1.5 bara	27 bara a 100 bara	Absorción : 69 bara Regeneración : 1.5 bara	Absorción : 69 bara	Absorción : 69 bara Regeneración : 3 bara o menos	Adsorción : 14 to 69 bara	Según requerimientos
	Temperatura	30 a 60 °C (absorción)	< 60 °C	110 a 120 °C	-18 °C a ambiente	Ambiente a 60°C (absorción)	Adsorción : 30 a 60 °C Regeneración : 350 °C	Ambiente
Pérdidas de hidrocarburos típicas		Menos de 1%	1 etapa: 8 - 15% 2 etapas: 2%	Muybajos	Absorbe hidrocarburos pesados y aromáticos	Absorbe hidrocarburos pesados y aromáticos	Ninguna	Ninguna
Turndown	Caudal de gas	30%	20%	30%	Aproximadamente 30%	Aproximadamente 30%	Bajo (Nota 4)	Shutlacks
Equipos principales (Nota 3)		_Contactora _Sistema de regeneración (Nota 1) _Tanque flash _Intercambiador amnia rica/pobre _Enfriador de amnia pobre _Bombas de circulación	_Pre-tratamiento de entrada (Nota 2) _Módulo de membranas _Compresor de recibo y enfriadores (para sistemas de 2 etapas)	_Contactora _Sistema de regeneración (Nota 1) _Intercambiador gas/gas _Bombas de circulación _Enfriador de solución pobre (para esquema de dos etapas)	_Contactora _Tanque flash de recibo de CO ₂ _Tanques flash a distintas presiones _Bombas de solvente pobre _Bombas de solvente rico _Bomba de vacío _Compresor de recibo (opcional) _Chiller (opcional)	_Contactora _Sistema de regeneración (Nota 1) _Tanque flash _Intercambiador solvente rico/pobre _Enfriador de solvente pobre _Bombas de circulación _Reclimer (opcional)	_Recipientes para tamiz molecular _Calentador de gas de regeneración	_Recipientes para secuestrante líquido
Requerimientos de materiales		SS para ciertas partes (intercambiador amnia rica/pobre, tubos del rebobler, tope del sistema de regeneración)	Pre-tratamiento: CS o SS (altos contenido de gas ácido) Módulo de membranas : CS	Acero inoxidable para ciertas partes	Acero al carbono	SS para ciertas partes (intercambiador solvente rico/pobre)	Acero al carbono	Acero al carbono
Requerimientos de Lay Out		Altos	Bajos	Altos	Altos	Altos	Medios	Bajos
Requerimientos de servicios		_Medio calefactor _Potencia _Químicos (ej.: anti-espumante)	_Requerimientos de pre-tratamiento (ej.: potencia, refrigeración) _Para 2 etapas: potencia (para compresión)	_Medio calefactor _Potencia _Químicos (ej.: anti-espumante)	_Potencia _Químicos (ej.: anti-espumante) _Refrigeración (opcional) _Medio calefactor o gas de stripping (opcional)	_Medio calefactor _Potencia _Químicos (ej.: anti-espumante)	_Medio calefactor	
Sencillez de operación		Complejidad alta	Complejidad bajo (Nota 6)	Complejidad muyalta	Complejidad alta	Complejidad alta	Complejidad media	Complejidad bajo
Contaminantes		Oxígeno, HC pesados (estado líquido), partículas sólidas, sales orgánicas	HC pesados, BTEX, glicoles, aminas, agua líquida	Partículas sólidas, HC pesados (estado líquido)	Partículas sólidas, HC pesados (estado líquido)	Partículas sólidas, HC pesados (estado líquido), oxígeno	HC pesados, glicoles, aminas, agua líquida	HC pesados (estado líquido)
Composición de costos	Capital	Altos	Medios	Altos	Medios	Altos	Medios	Bajos
	Operación	Medios	1 etapa: bajos 2 etapas: medios	Bajos	Bajos	Medios	Bajos	Altos
Notas		Gas tratado saturado con agua.	Bgas se deshidrata.	Gas tratado saturado con agua. La solución puede precipitar .	Bgas se deshidrata.	El solvente sufre relativamente caro. Gas tratado cercano a la saturación con agua.	Bgas se deshidrata.	Gas tratado saturado con agua. El clástico agotado es un residuo peligroso.

Notas:

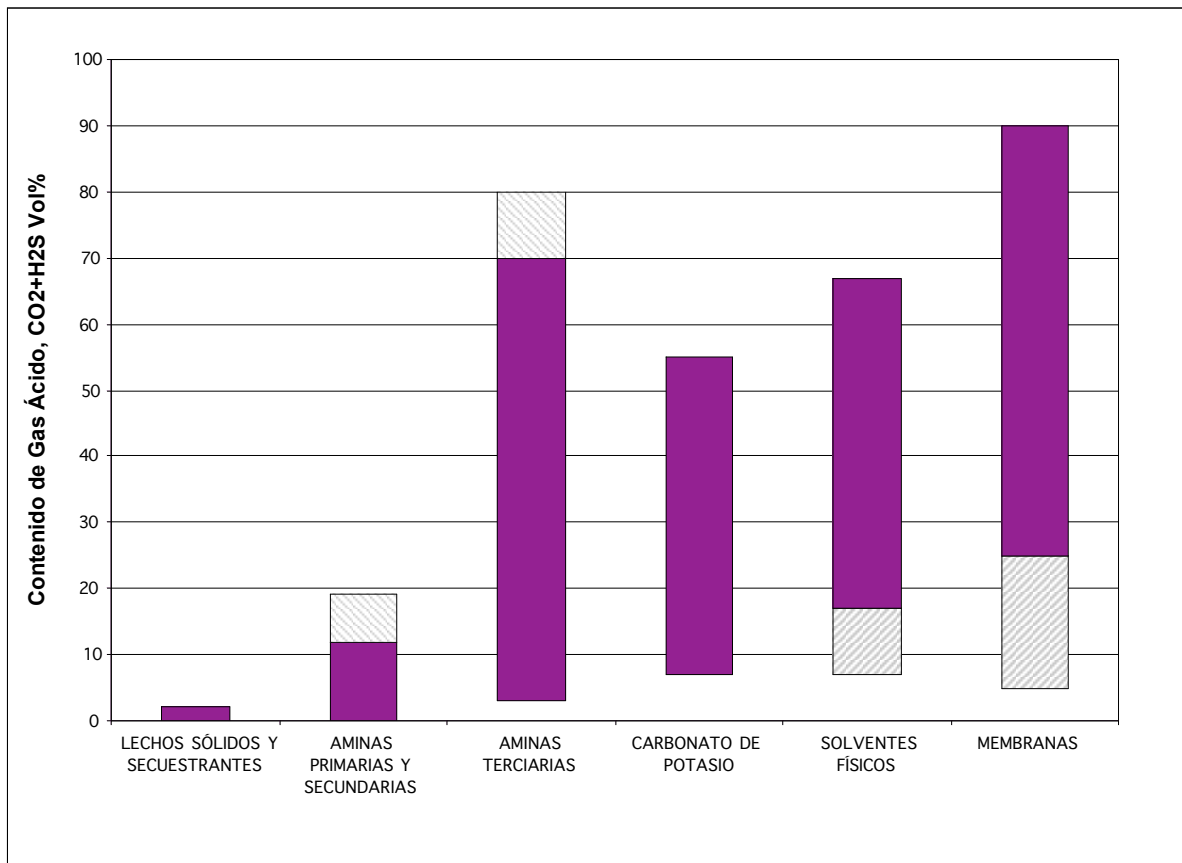
- 1.- El sistema de regeneración incluye : columna regeneradora, condensador, acumulador y bombas de refujo, y rebobler.
- 2.- El pre - tratamiento de entrada depende de la composición del gas. Un pre - tratamiento simple incluye : filtro coalescedor, lecho de adsorbente no regenerable (carbón activado), filtro de partículas y calentador. Un pre - tratamiento complejo puede incluir una unidad de separación a bajas temperaturas (por refrigeración mecánica), una unidad de expansión Joule - Thompson o un sistema de adsorbente regenerable.
- 3.- No se indican los scrubbers de entrada y salida y filtros.
- 4.- Debe aumentarse la duración de las ccbas de adsorción /enfriamiento.
- 5.- CS: acero al carbono. SS: acero inoxidable.
- 6.- Para la unidad de membranas en forma abalada. La complejidad se incrementa con el compresor de recibo (para procesos de membranas de dos etapas) y con los esquemas de pre-tratamiento complejos.

El enfoque tradicional

Frente al extenso abanico de tecnologías aplicables, el desafío del diseñador de procesos radica en seleccionar la óptima para el proyecto en cuestión. Una primera aproximación al problema consiste en remitirse a los lineamientos “tradicionales” de selección.

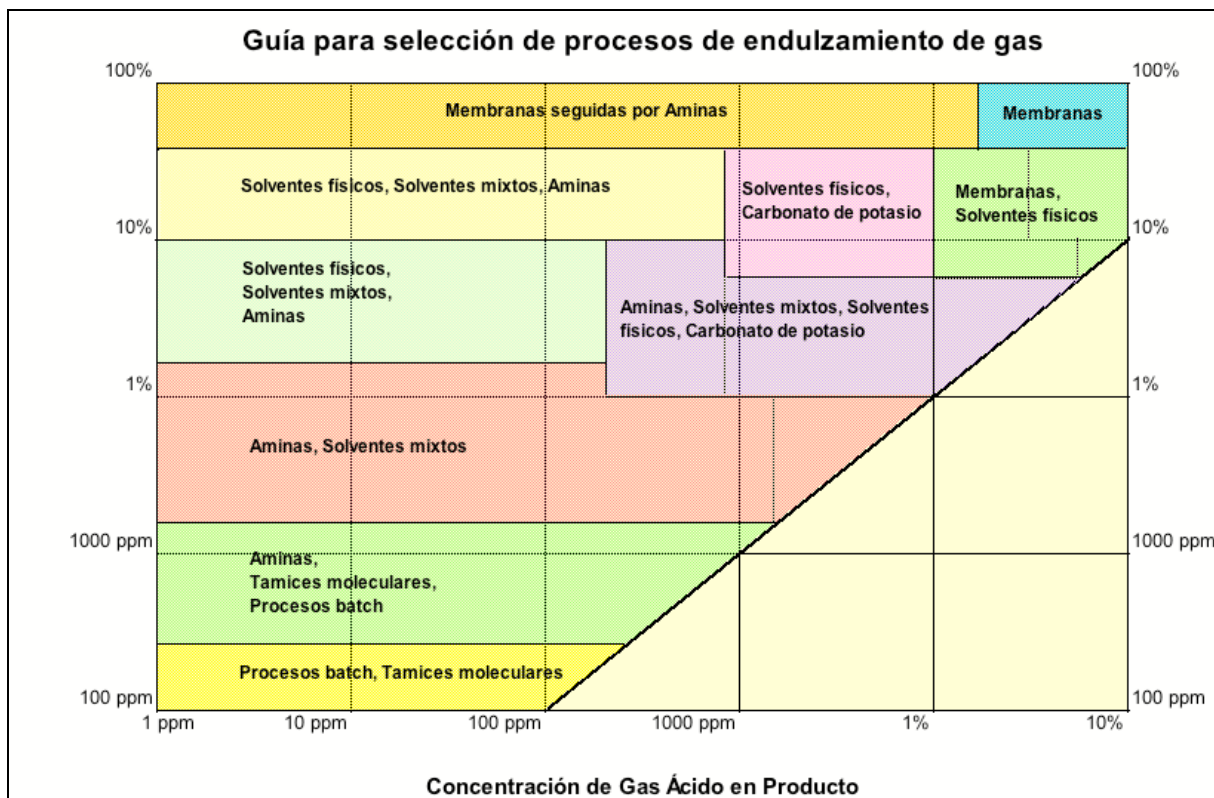
Como punto de partida, el contenido de gases ácidos del gas a tratar podría ser un parámetro adecuado para guiarnos en la selección. Como se observa en la Figura 1, algunas tecnologías pueden ser descartadas fácilmente. Sin embargo, la mayoría presenta un rango de aplicación bastante amplio. Por otro lado este criterio parece insuficiente dado que no contempla la especificación de gas tratado que se desea alcanzar.

Figura 1 – Ejemplo de gráfica de selección de tecnologías de endulzamiento [Ref. 1]



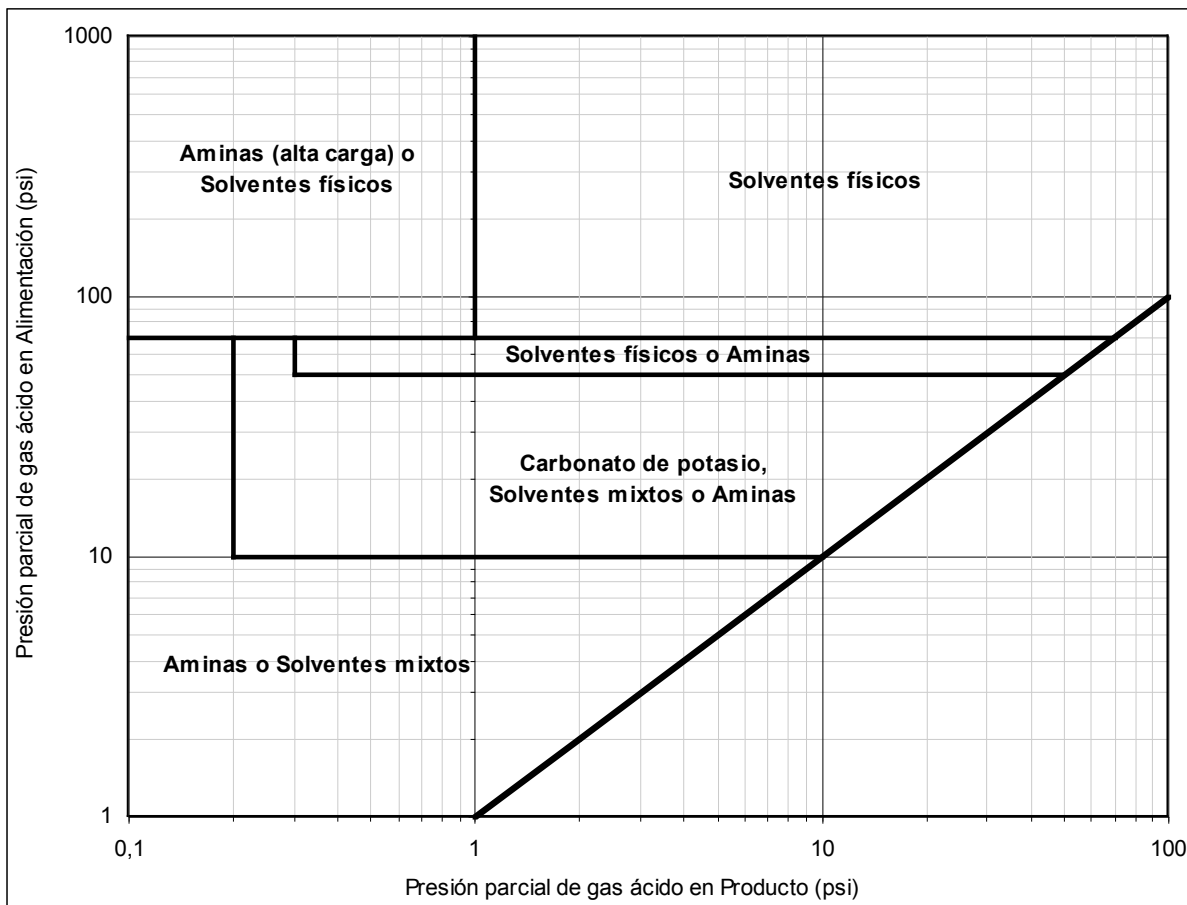
Incorporando este segundo parámetro en la gráfica de selección, se obtiene la Figura 2. Ésta nos permite restringir aún más las posibles alternativas, pero nuevamente, se revela incompleta dado que no contempla un parámetro fundamental como es la presión del gas a tratar y consecuentemente, la presión parcial del CO₂ a remover.

Figura 2 – Ejemplo de gráfica de selección de tecnologías de endulzamiento [Ref. 3]



La Figura 3 representa un ejemplo de gráfica de selección en el que se Incorpora esta consideración.

Figura 3 – Ejemplo de gráfica de selección de tecnologías de endulzamiento [Ref. 2]



Luego de una veloz inspección visual de las 3 figuras, algunas “reglas del pulgar” resultan casi evidentes, habilitándonos a descartar directamente algunos de los procesos:

- Para bajas cantidades de CO_2 a remover, los procesos no regenerativos resultan la alternativa recomendada debido al bajo costo de instalación de esta tecnología mientras que para grandes cantidades, el costo operativo del solvente no regenerable vuelve prohibitiva su aplicación.
- La adsorción física sólo resulta económicamente conveniente para concentraciones bajas de CO_2 de entrada, y en general se aplica para “pulido” del gas, cuando también deben removerse H_2S y mercaptanos u otros compuestos de azufre; su uso para remover exclusivamente CO_2 no es habitual.

- Los solventes físicos presentan cierta desventaja para bajas presiones parciales de CO₂ del gas de entrada. Para presiones parciales por encima de entre 50 y 150 psi, esta tecnología comienza a ser atractiva por sobre los solventes químicos.
- Los procesos basados en aminas permiten lograr especificaciones de gas ácido ‘restrictivas’ (por ejemplo, menores al 2%) y presentan un amplio rango de aplicación.
- Las membranas no parecen ser adecuadas para alcanzar especificaciones de CO₂ restrictivas (por ejemplo, menores al 2%). Esta afirmación extraída del análisis de las figuras no resulta del todo válida. Las membranas pierden competitividad para remociones porcentuales elevadas de dióxido de carbono (por ejemplo, una remoción del 85%: de 14% a 2% de CO₂), que generalmente están asociadas a alcanzar especificaciones restrictivas. Pero se tornan más competitivas para remociones porcentuales bajas de dióxido de carbono, aún cuando estén asociadas a especificaciones restrictivas (por ejemplo, una remoción del 9%: desde 1.1% a 1% de CO₂).
- Algunas combinaciones de procesos resultan atractivas, entre ellas membranas seguidas de aminas, cuya aplicación preferencial parece ser altas presiones parciales y bajos contenidos de CO₂ del gas tratado.

En este punto, hemos descartado cierta cantidad de tecnologías tras esbozar una rápida pre-selección de las aplicables. Sin embargo, este enfoque tradicional se revela insuficiente para una selección definitiva. Es necesario incorporar criterios adicionales que tengan en cuenta las restricciones del proyecto y las condiciones del entorno, además de las características del gas a tratar y por supuesto, llevar a cabo un análisis económico de las alternativas pre-seleccionadas. La selección óptima puede ser incluso diferente a la que surja de utilizar las figuras mencionadas anteriormente.

El enfoque propuesto

Hasta ahora, las tecnologías se han analizado aisladas del resto de las unidades de tratamiento, si bien es usual encontrar una fuerte interacción entre ellas. El enfoque propuesto

consiste en no perder de vista el impacto de la unidad de endulzamiento en el resto de las instalaciones de proceso, considerando también los factores externos en la evaluación.

Restricciones del proyecto

Unidades ubicadas aguas arriba

Compresión:

Debido a la naturaleza corrosiva de los gases ácidos, el endulzamiento constituye en general la primera etapa de procesamiento de gas, seguido luego por el ajuste de punto de rocío de hidrocarburo y agua. Pero dependiendo de la presión a la cual esté disponible el gas y la presión de entrega, puede ser necesario comprimirlo, en este caso los compresores pueden ubicarse aguas arriba de la unidad de endulzamiento.

En general, todas las tecnologías se benefician con una mayor presión del gas de entrada, debido al incremento en la presión parcial de CO_2 (mayor fuerza impulsora). El beneficio en el costo de la unidad de endulzamiento debe compararse con el costo del incremento en potencia de compresión (ya que se está comprimiendo un mayor caudal de gas) más el incremento de costo por cambio de metalurgia en la compresión, si la hubiera, debido al manejo de gas ácido (scrubbers y aero-enfriadores pueden requerir acero inoxidable en lugar de acero al carbono para altas presiones parciales de CO_2 y presencia de agua líquida).

Las unidades de aminas constituyen una excepción a lo anteriormente dicho, ya que la presión de tratamiento del gas no tiene un impacto marcado sobre el costo de la planta si está por encima de unos 40 bar, y el contenido de CO_2 es mayor a un 10%, aproximadamente. Incluso, la planta puede llegar a encarecerse marginalmente al aumentar la presión de tratamiento. Generalmente se limita la carga de la amina rica para evitar problemas de corrosión y degradación de la solución (a aproximadamente 0,45 mol CO_2 /mol amina), por lo tanto una mayor presión de tratamiento prácticamente no influye en la tasa de circulación de amina y en el tamaño de la sección de regeneración (columna regeneradora, reboiler, enfriador

de amina pobre, etc.). Sin embargo, sí impacta en el espesor requerido en la columna absorbidora, y en muchos casos el aumento en espesor compensa o excede la disminución de diámetro por tratar menores caudales reales de gas a mayores presiones.

Otros procesos:

Si bien el endulzamiento es muchas veces la primera etapa de procesamiento de gas, en algunos casos puede ser ventajoso realizar el endulzamiento aguas abajo de las unidades de recuperación de líquidos. Por ejemplo:

- Para remociones porcentuales bajas de CO_2 , por ejemplo desde 2.2% a 2%, puede resultar conveniente instalar una unidad de membranas aguas abajo de una unidad de ajuste de punto de rocío. La unidad de dew point removerá el agua y los hidrocarburos pesados del gas, y sólo se requerirá un pretratamiento mínimo (filtrado) para proteger las membranas. El endulzamiento, además, no volverá a humedecer el gas.
- En plantas de turboexpansión para recuperación de etano (C_2) y superiores, un porcentaje importante del CO_2 de entrada licuará y se recuperará junto con el C_2 (por ejemplo, 50% del CO_2 para una recuperación de C_2 del 90%, dependiendo fuertemente de la presión del gas y el proceso empleado). En estos casos se puede alcanzar la especificación del gas residual, y luego tratar los líquidos –un volumen mucho menor, a baja presión– para remover el CO_2 , siempre y cuando éste no interfiera con el proceso de turboexpansión (congelamiento).

Unidades ubicadas aguas abajo

Inyección a ductos:

Si el contenido de hidrocarburos pesados (C5+) del gas a tratar es bajo y no se requiere ajuste de su punto de rocío, se puede entregar el gas endulzado al sistema de gasoductos (previa deshidratación si hiciera falta). En este caso, se deberá cumplir con los niveles de CO₂ y contenido de agua permitidos por la legislación del país o las especificaciones de la empresa transportista. La Tabla 3 muestra algunas especificaciones típicas en la región, y la Tabla 4 muestra el contenido de agua del gas tratado con los diferentes procesos.

Tabla 3 – Especificaciones de gas típicas en la región

Contaminante	Unidades	Argentina (1)	Bolivia (2)	Venezuela (3)
CO2	% mol	2	2	Actual: 8.5
				2009: 6.5
				2011: 4
				2013: 2
N2	% mol	2	2	1
Inertes totales	% mol	4	3.5	-
H2S	mg/Sm3 (ppmv)	3 (2.1)	5 (3.5)	Actual: 17.3 (12.0)
				2009: 13.3 (9.2)
				2011: 9.8 (6.8)
				2013: 6 (4.2)
Agua	mg/Sm3 (lb/MMSCF)	65 (4.1)	95 (5.9)	Actual: 112 (7.0)
				2009: 105 (6.6)
				2011: 97 (6.1)
				2013: 90 (5.6)

Fuente:

(1) Resolución ENARGAS 622/1998; Especificaciones básicas (no flexibilizadas).

(2) Transredes - Resolución Administrativa SSDH N°0670/2001 - SSDH N°0190/2002.

(3) COVENIN 3568:2-2000; Resolución N° 162 del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, 17/09/2007.

Tabla 4 – Contenido de agua en el gas según el proceso de endulzamiento

Proceso		Gas tratado	Gas ácido residual
Aminas		Saturado en agua	Saturado en agua
Carbonato de potasio		Saturado en agua	Saturado en agua
Solventes físicos		Deshidratado (1)	(varía según método regeneración)
Solventes mixtos		Cercano a saturación (2)	Saturado en agua
Membranas; pre-tratamiento:	Calentamiento	Deshidratado (1)	Sub-saturado (3)
	Refrigeración (mecánica, JT)	Deshidratado (1)	Sub-saturado (3)
	Adsorción (TSA)	Deshidratado (4)	Deshidratado (4)
Adsorción física		Deshidratado (4)	(varía a lo largo de la regeneración)
No regenerable (batch)		Saturado en agua	(en solución acuosa)

Notas:

- (1) Generalmente se alcanzan contenidos de agua menores a 110 mg/Sm³ (7 lb/MMSCF).
Debe analizarse caso por caso si es suficiente para cumplir especificaciones de transporte.
- (2) El gas tratado sale aproximadamente 3 a 5°C por encima de su punto de rocío de agua.
- (3) El gas ácido residual sale aproximadamente 20 a 40°C por encima de su punto de rocío de agua.
- (4) Deshidratación hasta niveles de ppm (ej.: < 50 ppm de agua).

Como puede observarse, el tratamiento con aminas requiere la deshidratación del gas endulzado. En cambio, un proceso de membranas en general removerá suficiente agua junto con el CO₂ para cumplir con la especificación (esto debe verificarse en cada caso particular). En una comparación económica entre procesos, se debe incluir en el costo una unidad de deshidratación (generalmente con TEG) en aquellos casos en los que sea requerida. Como valor aproximado, el agregado de una unidad de TEG puede incrementar las inversiones requeridas aproximadamente un 10% a un 15% por encima del costo de una unidad de aminas.

Cabe aclarar que en casos como el de Bolivia o Argentina, donde además de especificaciones de contenido de CO₂ se limita el contenido de inertes totales, puede requerirse la remoción de CO₂ hasta niveles por debajo de su contenido máximo admisible para cumplir con la especificación de inertes, si el contenido de nitrógeno en el gas es elevado.

Ajuste de punto de rocío:

Si el contenido de hidrocarburos pesados del gas a tratar es relativamente alto, además del endulzamiento en muchos casos se requerirá ajustar su punto de rocío de hidrocarburos para venderlo y/o para obtener mayores ingresos por la producción de gasolina.

Los procesos de ajuste de punto de rocío recurren a la generación de bajas temperaturas para producir la condensación de los hidrocarburos pesados. Si bien, en una comparación global, esto desfavorecería a los procesos de endulzamiento que calientan el gas, esta diferencia entre procesos no llega a ser un factor determinante. Por ejemplo, en el caso de las membranas, un valor típico de calentamiento es aproximadamente 10 °C por encima del punto de rocío del gas de residuo; en el caso de un proceso con aminas, este valor se encuentra entre 5 y 15 °C, pudiendo llegar hasta 30 °C. Esta diferencia se compensa instalando un aero-enfriador entre la unidad de endulzamiento y la de ajuste de punto de rocío: el incremento total en costos no resulta significativo, especialmente en casos con alta temperatura del gas de entrada.

De acuerdo a la Tabla 4, los procesos de endulzamiento inciden en el contenido de agua del gas tratado que se envía a endulzamiento. Los procesos para ajuste de punto de rocío de hidrocarburo implican deshidratación, y la cantidad de agua a remover impactará ligeramente en el costo de la unidad de ajuste de punto de rocío. En muchos casos el contenido de agua resultante del tratamiento con membranas puede no ser suficiente para los requerimientos de deshidratación de un proceso de ajuste de punto de rocío, y aún se requerirá la inyección continua de un inhibidor de hidratos (como monoetilen-glicol) para evitar su formación en el separador frío.

Para unidades de membranas con pretratamiento basado en adsorción con tamices regenerables, la remoción de hidrocarburos pesados en el pretratamiento puede ser suficiente para cumplir con la especificación de punto de rocío de hidrocarburo, especialmente en gases con hidrocarburos pesados (hasta C20 o más) pero un bajo contenido de C4+. Convendrá en estos casos analizar la posibilidad de integrar endulzamiento y ajuste de punto de rocío en una misma unidad, pero puede ser necesario agregar refrigeración mecánica para enfriar el gas de

entrada y realizar la adsorción a menores temperaturas. En algunos casos, la absorción con solventes físicos permite realizar la misma integración entre endulzamiento, deshidratación y ajuste de punto de rocío.

Recuperación de líquidos de gas natural (LGN):

Para la recuperación de porcentajes mayores de LGN (butano, propano y según el caso, etano), también se recurre a la generación de bajas temperaturas siendo la tecnología más frecuentemente aplicada es la turboexpansión.

En estos casos, la remoción de CO₂ requerida puede ser mayor a la correspondiente a las especificaciones de transporte de gas, y estará dictada por las condiciones del proceso para evitar la formación de CO₂ sólido, principalmente en aquellos casos en los cuales se recupere etano (por las muy bajas temperaturas implicadas).

El endulzamiento con membranas y un pre-tratamiento basado en adsorción ubicado aguas arriba de la turboexpansión puede resultar una integración interesante. De esta forma, se puede reducir notablemente el tamaño de la unidad de deshidratación ubicada a la entrada de la turboexpansión (tamices moleculares dedicados), o incluso eliminarla en aquellos casos en los cuales la relación de expansión no sea muy alta.

Generación de energía eléctrica:

Si el gas tratado se utiliza para generación de energía eléctrica, el contenido de dióxido de carbono admisible es superior a las especificaciones típicas para transporte, y muchas veces no se requiere endulzamiento, o alcanza con un acondicionamiento menor. Si bien pueden requerirse sistemas de combustión especialmente adaptados para manejar este combustible, poderes caloríficos tan bajos como 550 BTU/SCF son admisibles (hasta 40% de CO₂), pero el límite inferior debe analizarse cuidadosamente con el proveedor de los equipos. En estos casos, las membranas resultan favorecidas por las bajas remociones porcentuales necesarias.

Disposición del gas ácido

Un aspecto muy importante a tener en cuenta es el destino del dióxido de carbono separado del gas. Existen en general varias opciones, entre ellas:

Venteo:

Para los solventes químicos, el CO₂ liberado tiene muy bajos niveles de hidrocarburos (generalmente menos del 0,2%) y de acuerdo a la legislación vigente en muchos países de la región puede ventearse a la atmósfera, siempre y cuando no tenga un contenido apreciable de H₂S. Para gas ácido que contiene H₂S se deben realizar cálculos de dispersión del sulfuro de hidrógeno en la atmósfera, para asegurar que se cuenta con un margen de seguridad apropiado entre los límites de toxicidad y la concentración del mismo en cualquier zona que cuente con operadores (por ejemplo, la plataforma más cercana al stack de gas ácido); si esto no resulta posible, se deben contemplar alternativas al venteo. Para los solventes mixtos y físicos el contenido de hidrocarburos en el gas ácido resulta mayor, aproximadamente entre 1 y 5%, y la posibilidad de ventearlo debe analizarse caso por caso.

Quemado en antorcha:

Para corrientes de CO₂ con contenidos más elevados de hidrocarburos (por ejemplo, gas permeado de membranas) o en aquellos casos en los cuales el venteo no resulte una opción aceptable (por ejemplo, gas de regeneración de aminas por contenido de H₂S), el gas ácido puede ser enviado a una antorcha.

En función del poder calorífico del gas puede requerirse el agregado de gas combustible para permitir la quema en la antorcha. De acuerdo al API STD 537 y recomendaciones de fabricantes, el mínimo poder calorífico inferior (PCI) para la quema en antorchas es 150 BTU/SCF, y por debajo de 300 BTU/SCF se requerirá un mayor número de pilotos o pilotos

de mayor intensidad de liberación de calor en comparación con antorchas estándar. En la gran mayoría de los casos el gas permeado de membranas tiene un PCI mayor a 150 BTU/SCF.

Utilización en el sistema de gas combustible:

Debido a su elevado contenido de metano, el gas permeado de membranas (una etapa) puede utilizarse como gas combustible de bajo poder calorífico, lo cual favorece mucho esta alternativa, tal como se mostrará en las siguientes secciones. En algunas instancias, se requerirán quemadores o sistemas de combustión especialmente adaptados para manejar este gas. Para alcanzar la presión de suministro de algunos sistemas de gas combustible debe elevarse la presión del permeado (reduciendo la eficacia de las membranas) aunque comprimir el gas permeado puede resultar más conveniente, principalmente en el caso de utilización en turbinas.

Inyección:

Si bien en muchos países de la región no hay legislación que impida ventear CO_2 a la atmósfera, cada vez más proyectos consideran su inyección para disminuir las emisiones de este gas de efecto invernadero, de acuerdo al mecanismo de desarrollo limpio establecido en el Protocolo de Kyoto. El costo de las unidades de inyección de CO_2 representa un porcentaje considerable del costo total del tratamiento de gas, pudiendo incrementar las inversiones requeridas hasta un 50% por encima del costo de la unidad de endulzamiento.

Todas las tecnologías analizadas generan un efluente de CO_2 que contiene agua y diferentes cantidades de hidrocarburos. La corrosión de aceros al carbono por CO_2 se debe a la formación de ácido carbónico al disolverse el CO_2 en agua líquida; para evitarla, debe eliminarse el agua, evitar su condensación, o utilizar aceros inoxidables. En caso de requerirse la re-inyección del dióxido de carbono, la corrosividad del mismo a altas presiones requiere el uso de acero inoxidable en gran parte del sistema de inyección, siendo a veces indispensable la deshidratación del CO_2 a inyectar (típicamente con una unidad de TEG).

Aún cuando el gas ácido a inyectar no esté saturado en agua (por ejemplo, el gas permeado de membranas) luego de la primera etapa de compresión, alcanzará la saturación. Sin embargo, las unidades de membranas en las cuales el pre-tratamiento consiste en un proceso de adsorción son la única excepción dado que generan una corriente de CO₂ seco. El adsorbente deshidrata el gas a ser endulzado, lo que permite la utilización de acero al carbono en todo el paquete de inyección de gas ácido, con un menor costo asociado, pudiéndose lograr reducciones de hasta un 20%.

Otro aspecto a considerar en la inyección de CO₂ es el contenido de hidrocarburos livianos en el gas a inyectar. Los hidrocarburos livianos disminuyen la densidad de una corriente de dióxido de carbono, y por lo tanto implican mayores presiones en la descarga de los compresores de inyección, y eventualmente un mayor número de etapas. Además, para una misma remoción de dióxido de carbono, los caudales resultantes de una unidad de membranas serán mayores que para una unidad de aminas debido a la permeación de hidrocarburos (HC) junto con el CO₂. La siguiente tabla muestra una comparación realizada en un estudio reciente, aunque los resultados dependen fuertemente de las características del pozo inyector.

Tabla 5 – Impacto del endulzamiento en la unidad de inyección de gas ácido

Caso	Composición gas ácido (% mol)		Densidad relativa a caso 1	Caudal relativo a caso 1	Presión de inyección (bar)	Etapas de compresión requeridas	Potencia de inyección relativa a caso 1
	CO ₂	HC					
1) Aminas	99,7	0,3	1,00	1,00	130	5	1,00
2) Membranas 2 etapas	80	20	0,87	1,25	145	5	1,33
3) Membranas 1 etapa	55	45	0,72	1,82	165	6	1,94

En el caso de unidades de aminas, el gas ácido se obtiene a una presión ligeramente mayor a la atmosférica (10 psig). El límite está determinado por la máxima temperatura en el fondo de la torre de regeneración compatible con evitar la descomposición de la amina. En proyectos que prevean la inyección de gas ácido resulta ventajoso realizar la regeneración a la mayor presión posible.

Una ventaja de las unidades de membranas es que, a expensas de un área algo mayor, se puede proveer el gas permeado a una presión más elevada y disminuir el número de etapas de compresión de gas ácido, aunque esto no suele compensar el aumento en caudal y presión de descarga de compresión si se lo compara con aminas. El requerimiento de re-inyectar el gas ácido desfavorece a las membranas frente a otras alternativas de tratamiento.

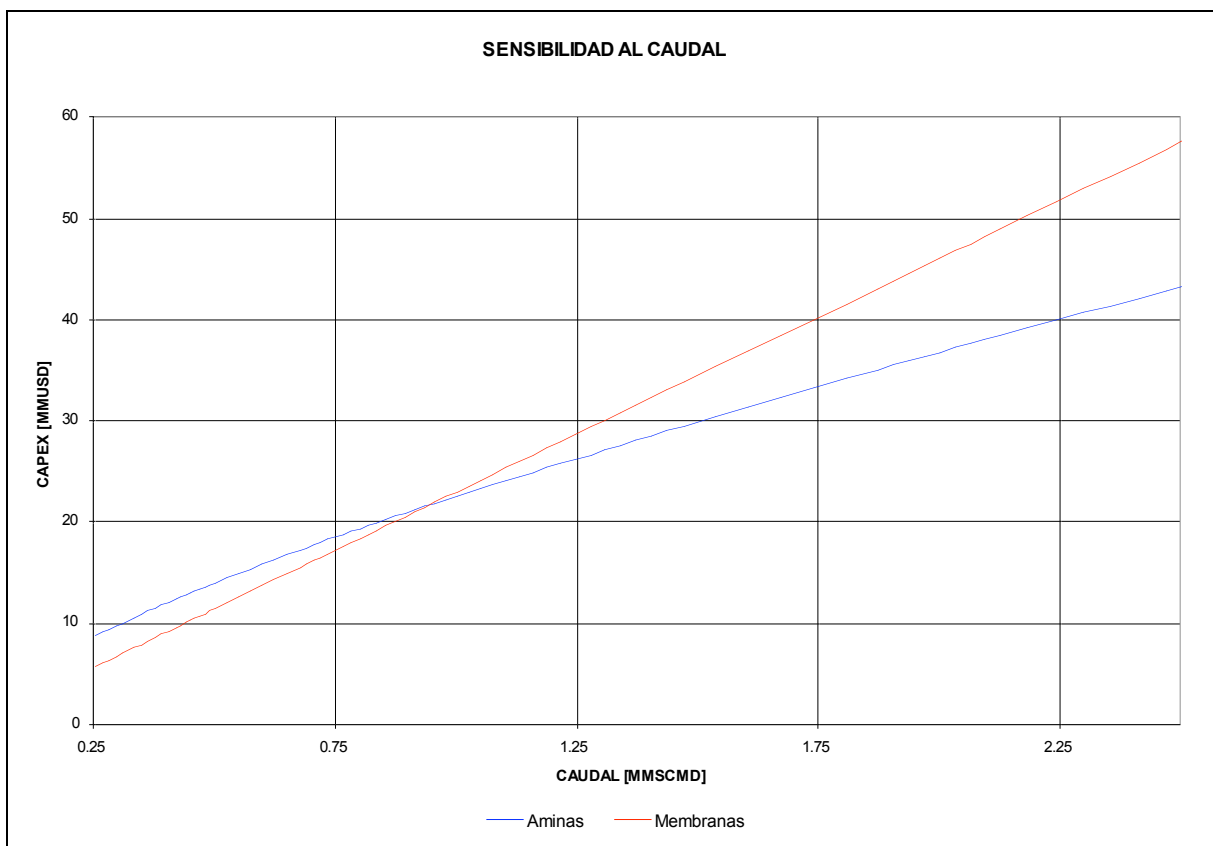
Ubicación de las instalaciones y necesidad de supervisión

La simplicidad del tratamiento con secuestrantes no regenerables (para remociones de CO₂ muy bajas) y de las membranas (para remociones de CO₂ mayores) hace a estos procesos muy atractivos para instalaciones remotas que requieran un nivel mínimo de supervisión. Esto es especialmente cierto para unidades de membranas con pre-tratamiento sencillo (calentamiento), y de una etapa, donde no se requiere compresión de reciclo.

Economías de escala

El “tamaño” de la instalación puede inclinar la balanza de la decisión hacia ciertas tecnologías. Por ejemplo, para cantidades muy bajas de CO₂ de entrada o bajos caudales de gas a tratar, los procesos no regenerativos presentan claras ventajas debido a su bajo costo de inversión. Pero esta tecnología pierde abruptamente atractivo con el incremento del caudal a tratar o del contenido de CO₂ de entrada debido al elevado **costo de operación**, es decir, del secuestrante utilizado. El VAN (valor actual neto) de esta alternativa es prácticamente proporcional al caudal tratado. Debido a su naturaleza modular, las membranas presentan una característica similar en el costo respecto del caudal, pero en este caso, la proporcionalidad se debe al incremento lineal del **costo de inversión** con el incremento de caudal. Por otro lado, varias tecnologías presentan una característica potencial del costo respecto del caudal, típicamente “Capex = A x (Caudal)^B”, donde B≈0.6-0.7 para la industria de procesos. Estas tecnologías aventajan a las anteriores para caudales altos, dado que ante un incremento de caudal del 100%, su costo se incrementará en 60% solamente mientras que las membranas verán un incremento en costo del 100%. De la misma manera, para bajos caudales, las membranas se ven favorecidas por este mismo comportamiento. Este efecto de economías de escala permite explicar en parte por qué ciertas tecnologías resultan más atractivas para bajos caudales. A modo de ilustración, la siguiente figura muestra este efecto para un caso particular de estudio, en el que se requería remover un alto contenido de CO₂.

Figura 4 – Economías de escala



Contaminantes en el gas de alimentación

Algunos procesos se revelan altamente sensibles a la composición del gas de entrada. En el caso de las membranas, los hidrocarburos pesados pueden dañarlas irreversiblemente y deben ser removidos durante el pretratamiento. Es de vital importancia el adecuado diseño del pretratamiento para manejar variaciones en el contenido de pesados. En el caso de pretratamientos basados en adsorción física, ante un aumento del contenido de pesados en la alimentación, el sistema puede ajustarse reduciendo el tiempo de los ciclos de adsorción – regeneración.

La presencia de H_2S es un punto importante a considerar dado que su contenido en el gas de venta es una de las restricciones más difíciles de alcanzar. Mientras que las unidades de aminas remueven grandes cantidades de H_2S sin dificultades logrando especificaciones muy

bajas, los procesos con membranas remueven en forma limitada el ácido sulfhídrico, dado que su capacidad de permeación es similar a la del CO_2 , por lo que ambos gases permearán con ratios similares a través de las membranas, obteniendo reducciones porcentuales de concentración de misma magnitud. De esta manera, un sistema de membranas diseñado para reducir en 50% el contenido de CO_2 , removerá aproximadamente el 50% de H_2S .

Condiciones del entorno

Costo de la energía

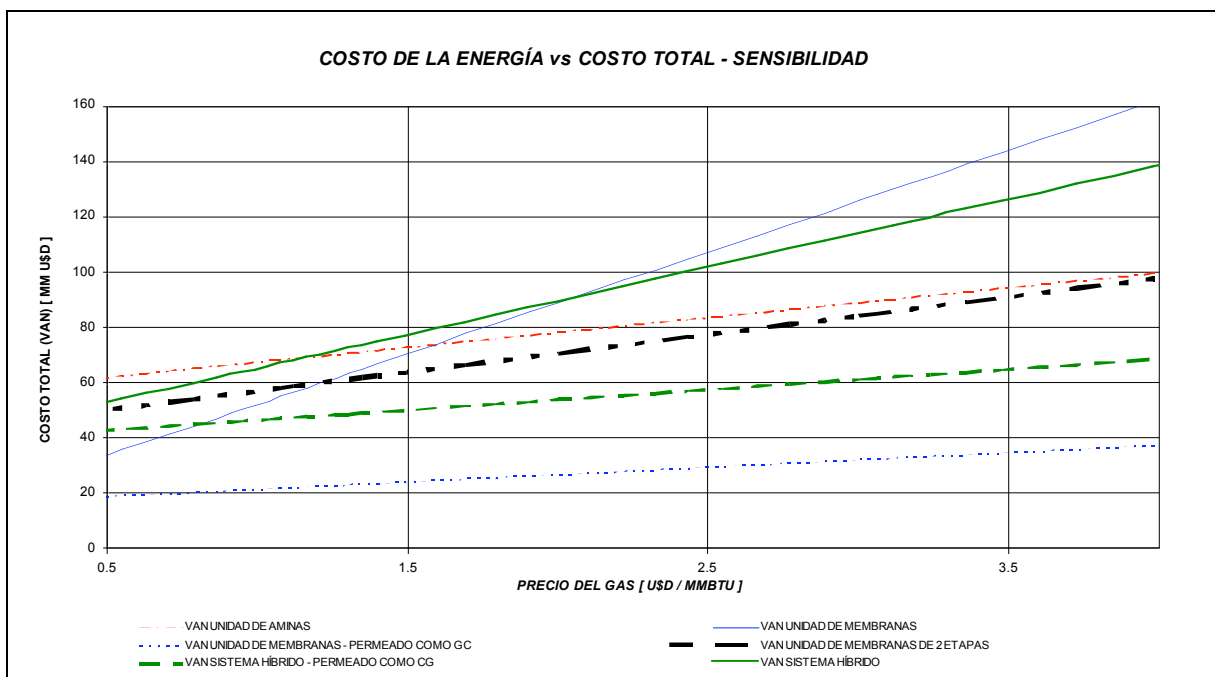
El costo de la energía es un parámetro de gran relevancia en la decisión. En particular, el contexto latinoamericano se revela completamente heterogéneo en lo que respecta al precio del gas pactado en las diferentes regiones del continente. Tanto es así que, a grandes rasgos, el precio del gas oscila entre 1 y 5 U\$D/MMBTU. En este contexto, resulta interesante analizar el impacto del costo de la energía en la selección del proceso de endulzamiento.

La respuesta requiere un análisis previo dado que no sólo debe evaluarse el consumo energético de la unidad de endulzamiento sino también debemos considerar las pérdidas de hidrocarburos en la corriente rica en CO_2 a disponer dado que ambos factores generan una reducción en el caudal de gas de venta. Sin embargo, cuando el poder calorífico del gas rico en CO_2 no es despreciable, resulta posible su utilización como gas combustible. En este caso, las pérdidas de hidrocarburo no representan “pérdidas” de gas de venta propiamente dichas, puesto que el uso de ese gas de poco poder calorífico reduce el consumo de gas combustible proveniente del gas de venta. Por lo tanto, no computaremos como costo el contenido calórico de corrientes residuales “reutilizables” pero sí lo haremos en el caso de las “no reutilizables”.

La siguiente figura presenta los resultados obtenidos en un reciente caso de estudio desarrollado por Tecna para una planta de 5 MMSMCD con 15% de CO_2 de entrada en alta presión. En función de diferentes escenarios de precios de gas, se graficó para diversas alternativas el valor actual neto (VAN) del costo total de inversión, compuesto por tres términos:

1. *CAPEX:* costo de equipos afectado por un factor de instalación.
2. *OPEX:* costos operativos como consumo de energía, mano de obra y otros insumos a lo largo de 15 años de producción.
3. *Pérdidas:* hidrocarburos no reutilizables como gas combustible dispuestos junto con el CO_2 removido a lo largo de 15 años.

Figura 5 – Impacto del costo de la energía



Analizando la figura, podemos notar que, en el estudio, las membranas resultaron atractivas para precios de gas inferiores a 1 USD/MMBTU, pero esta tecnología dejaba de ser competitiva para mayores costos de la energía debido a la incidencia en el VAN de las altas pérdidas de hidrocarburos (cercanas al 15% del poder calorífico del gas de entrada). Sin embargo, en el caso de reutilización del permeado como gas combustible, las membranas presentaron importantes ventajas frente a sus competidoras. No obstante, es importante resaltar que este caso contempla una completa utilización de la corriente de permeado, y que muchas veces, en especial cuando el caudal de gas a tratar es importante, el contenido calórico del permeado puede superar los requerimientos de gas combustible, por lo que debe

disponerse el exceso y computarse como pérdida de hidrocarburo. Además, las instalaciones de gas combustible deben ser previstas para manejar el permeado de bajo poder calorífico. Esta alternativa puede no estar alineada con la política ambiental de la empresa si la práctica usual es reinyectar el CO₂, dado que en definitiva, el CO₂ removido se estará venteando a la atmósfera junto con los gases de escape de combustión.

Un análisis similar puede aplicarse al caso híbrido, compuesto por una unidad de membranas aguas arriba de una unidad de aminas. Las membranas llevan a cabo la remoción “gruesa” de dióxido de carbono mientras que la unidad de aminas “pule” el gas, alcanzando la especificación de salida. La lógica de este esquema es aprovechar las ventajas inherentes a cada proceso; las membranas no resultan económicamente apropiadas para lograr bajos contenidos de salida de CO₂ a partir de altas concentraciones de entrada puesto que la remoción porcentual de CO₂ y las pérdidas de hidrocarburo son elevadas en ese caso, mientras que la naturaleza química de la absorción de CO₂ en la amina la hace poco dependiente de la presión parcial permitiendo remociones profundas. En el caso de estudio, el sistema híbrido sólo resultó competitivo considerando la reutilización del permeado de membranas como gas combustible para cubrir los requerimientos energéticos de la regeneración de aminas. El aprovechamiento completo de la simbiosis entre ambas tecnologías se da fijando la especificación de salida para la unidad de membranas de forma tal que la cantidad de energía en el permeado sea inferior o similar a la requerida en la regeneración de aminas; de esta manera no se generan pérdidas de hidrocarburos propiamente dichas. Nuevamente, esta alternativa trae aparejado implícitamente el venteo del CO₂ removido en la unidad de membranas.

Para los casos en que la política ambiental de la empresa requiere la reinyección del CO₂ o bien aquellos en que no se dispone de destinos para toda la corriente de permeado para su uso como gas combustible, la alternativa de aminas resultó la más conveniente para los precios del gas usuales en nuestro continente, seguido del proceso de membranas en 2 etapas. Éste último resultó desfavorecido debido a sus mayores pérdidas de hidrocarburos (3% del poder calorífico del gas de entrada), aunque la diferencia con la alternativa de aminas está en el rango de incertidumbre de la estimación.

Preferencias de la empresa

Otro parámetro fundamental es la experiencia previa de la empresa y sus preferencias en lo que respecta a la tecnología de endulzamiento. Existe cierta inercia al cambio dentro de cada empresa, por lo que aquella tecnología con experiencia exitosa cuenta con mayores posibilidades que las nuevas.

Aplicación al caso venezolano

La legislación venezolana prevé una reducción escalonada de la especificación de CO₂ en el gas de venta, como se indica en la Tabla 3. En este contexto, analicemos la flexibilidad de las alternativas para alcanzar de la manera más eficiente estos objetivos. En particular, el análisis resulta interesante para altos contenidos de CO₂ de entrada dado que la especificación actual es de 8.5% de CO₂ para el gas de venta. Se estudiarán los procesos con solventes, y en particular con aminas, y las membranas, junto con una combinación de ambos.

El tamaño de una unidad de aminas depende directamente de la cantidad absoluta de CO₂ removido (en kg/h). Esto quiere decir que para un contenido de CO₂ en la alimentación de 6%, la remoción de CO₂ hasta lograr el 2% de salida es aproximadamente el doble que la necesaria para lograr el 4%. En consecuencia, la circulación de aminas y el tamaño del circuito de regeneración se incrementarán en la misma proporción (100%, requiriendo posiblemente la adición de un tren de regeneración en paralelo idéntico al inicial). Si analizamos el mismo caso, pero para un contenido de entrada de 10%, el cambio de especificación mencionado requiere un incremento en circulación de 30% solamente, posible de absorber mediante un sobrediseño adecuado de la unidad, sin necesidad de adicionar trenes en paralelo.

Por lo tanto, si bien la tecnología es atractiva desde el punto de vista de la confiabilidad operativa, también es verdad que cuenta con poca flexibilidad para expandir la capacidad de remoción de CO₂, en especial para “bajas” concentraciones de entrada (< 8% aprox). El diseño

de estas unidades debería considerar capacidad extra para enfrentar las mayores remociones requeridas por especificaciones futuras más restrictivas.

Por otro lado, el tamaño de una unidad de membranas depende directamente de la reducción porcentual del contenido de CO₂. Debido a la naturaleza modular de esta tecnología, resulta relativamente fácil instalar área adicional de membranas para reducir el contenido de salida de CO₂, por lo que el proceso cuenta con buena flexibilidad para expansiones, a pesar de presentar desventajas económicas frente a sus competidores: no debe perderse de vista que las pérdidas de hidrocarburos también se incrementan junto con el área de membranas adicionada.

Cuál es entonces la mejor propuesta para los cambios de especificaciones? Sin duda, la respuesta surgirá de un análisis caso por caso. No obstante, un proceso presenta notables ventajas para cambios en la especificación de CO₂. Se trata de los sistemas híbridos de membranas y aminas, que permiten aprovechar las ventajas específicas de cada uno de estos procesos, sobre todo en aquellos casos en que es posible la reutilización del permeado de membranas como gas combustible para la unidad de aminas. La alternativa puede consistir, por ejemplo, en instalar una unidad de aminas en una 1era etapa e instalar la unidad de membranas en una 2da etapa, cuando se requiera el cambio de especificación. La variable de decisión importante es el contenido de CO₂ de salida de membranas y por lo tanto el tamaño relativo de ambas unidades. La recomendación, en este caso, es dimensionar la unidad de aminas de acuerdo al más exigente de los siguientes casos:

- Concentración óptima de CO₂ a la salida de membranas: debe considerarse la “situación final” para el análisis, es decir la remoción de CO₂ requerida en 2013. La concentración óptima es aquella en que el gas permeado proveniente de la unidad de membranas es completamente aprovechado como gas combustible.
- Tamaño requerido por la unidad de aminas para cumplir las especificaciones previas a la instalación de la unidad de membranas.

Este criterio de dimensionamiento responde al hecho que, como se aclaró previamente, el sistema híbrido deja de ser competitivo cuando el permeado supera los requerimientos de gas combustible, debiéndose quemar o disponer los hidrocarburos de esa corriente. Debido a la

facilidad de instalación de las membranas, la expansión de la capacidad de remoción de dióxido de carbono se desarrolla con relativa facilidad, tanto para menores especificaciones de salida de CO₂ requeridas como para incrementos en la concentración de entrada de CO₂. Este esquema permite escalar las inversiones en 2 etapas en vez de instalar toda la capacidad desde un principio.

Otra alternativa viable puede considerar en una primera etapa, la instalación de membranas y luego, cuando sea requerido, la instalación de una unidad de aminas. En este caso, el menor CAPEX durante la primera etapa puede aventajar las pérdidas de hidrocarburo derivadas de la operación de la unidad de membranas.

Caso de estudio

A continuación se presenta un caso de estudio de selección de tecnologías de endulzamiento para un caudal importante (>3 MMSCMD) de gas pobre con un 15% de CO_2 , que debe tratarse hasta alcanzar una especificación de 2% de CO_2 .

Dado el caudal de gas a procesar y la cantidad de CO_2 a remover, se descartó desde el inicio el uso de secuestrantes no regenerativos o adsorción física. Y en base a la experiencia de la compañía operadora y la experiencia general en la región, se seleccionó aminas entre los procesos de absorción con solventes. Las alternativas estudiadas fueron:

- Remoción con aminas (Aminas)
- Remoción con membranas en 1 etapa (Membranas 1 et.)
- Remoción con membranas en 2 etapas (Membranas 2 et.)
- Sistema híbrido: remoción con membranas en 1 etapa y luego aminas (Híbrido)

El gas está disponible aproximadamente a 40 barg y la presión de entrega requerida es mayor (80 barg), por lo cual se analizó la ubicación de cada una de las alternativas de tratamiento mencionadas: aguas arriba y aguas abajo de la compresión. En total quedaron definidos de esta manera 8 casos a analizar:

Tabla 6 – Alternativas analizadas

Proceso \ Condiciones	Alta presión	Baja presión
Aminas	Aminas AP	Aminas BP
Membranas 1 etapa	Membranas 1 et. AP	Membranas 1 et. BP
Membranas 2 etapas	Membranas 2 et. AP	Membranas 2 et. BP
Híbrido (membr. 1 et. + aminas)	Híbrido AP	Híbrido BP

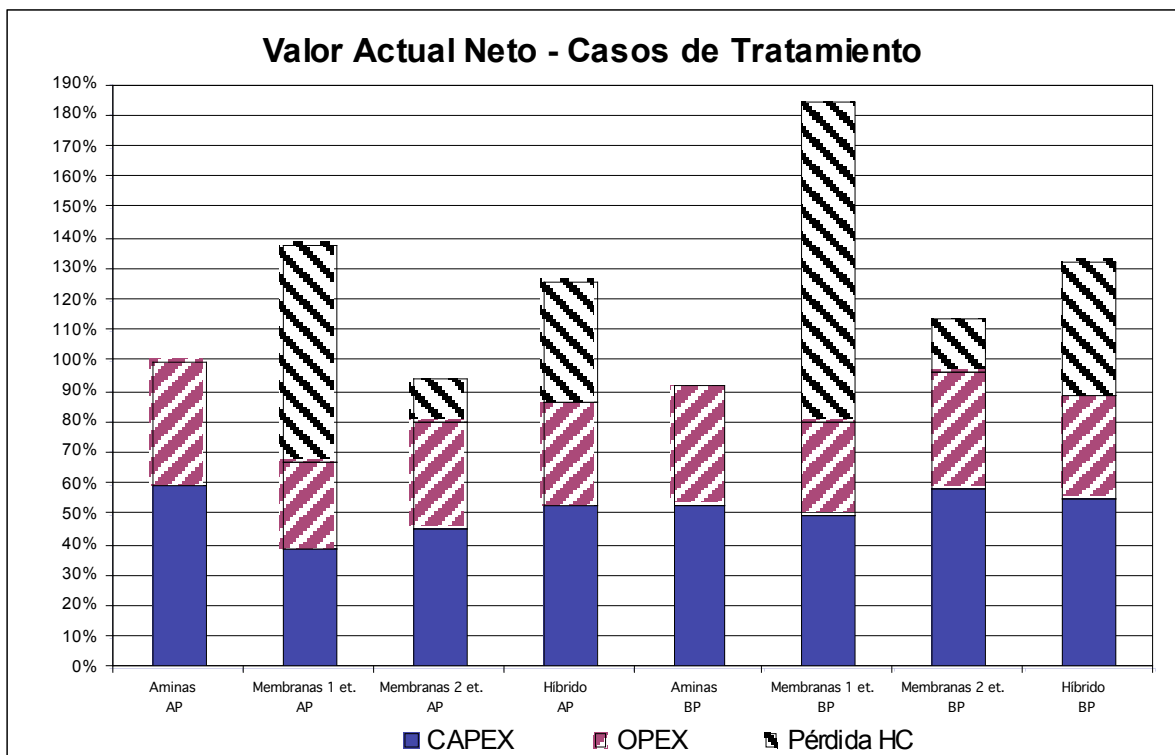
Otras condiciones para el estudio son:

- Se compararon costos de capital (CAPEX, estimación $\pm 30\%$) y costos operativos (OPEX) durante 15 años, llevados a su valor actual.

- En los costos operativos se incluyó la reposición de solvente (amina) y de elementos de membrana.
- Se mantiene en todos los casos un caudal constante de gas procesado y se penaliza la merma de caudal de gas de venta con el valor de las pérdidas de hidrocarburos (Pérdida HC) en los casos en que corresponde.
- Se considera un valor de venta del gas natural de 2 USD/MMBTU.
- El gas ácido será re-inyectado en todos los casos, debido a la política ambiental de la compañía operadora.
- Para las alternativas de tratamiento con aminas y el sistema híbrido se consideró el costo adicional de una unidad de deshidratación de gas con TEG para llevar el gas a la especificación de venta.
- Se tuvo en cuenta el menor caudal a comprimir si en lugar de comprimir el gas de entrada de 40 a 80 barg se comprime el gas tratado.

La siguiente figura presenta el valor actual neto (VAN) de las alternativas consideradas. Se toma como base el caso de tratamiento con aminas en alta presión (valor actual neto 100%), y los demás casos se comparan en función de su valor relativo al mismo.

Figura 6 – Valor actual neto de los casos analizados



Algunas conclusiones derivadas de la figura anterior:

- En todos los casos de tratamiento con membranas resulta beneficioso realizar la compresión aguas arriba del endulzamiento.
- Para este caso particular, el tratamiento con aminas antes de la compresión resulta más conveniente que luego de la compresión.
- Para las condiciones de este estudio, los procesos basados en membranas de dos etapas tienen un valor actual comparable con los procesos de endulzamiento con aminas, y son seguidos luego por el esquema híbrido y el tratamiento con membranas de una etapa (desfavorecido por la alta remoción porcentual y el elevado caudal procesado).

Las siguientes figuras muestran las pérdidas de hidrocarburos y los consumos de utilidades para los casos analizados:

Figura 7 – Pérdidas de hidrocarburos

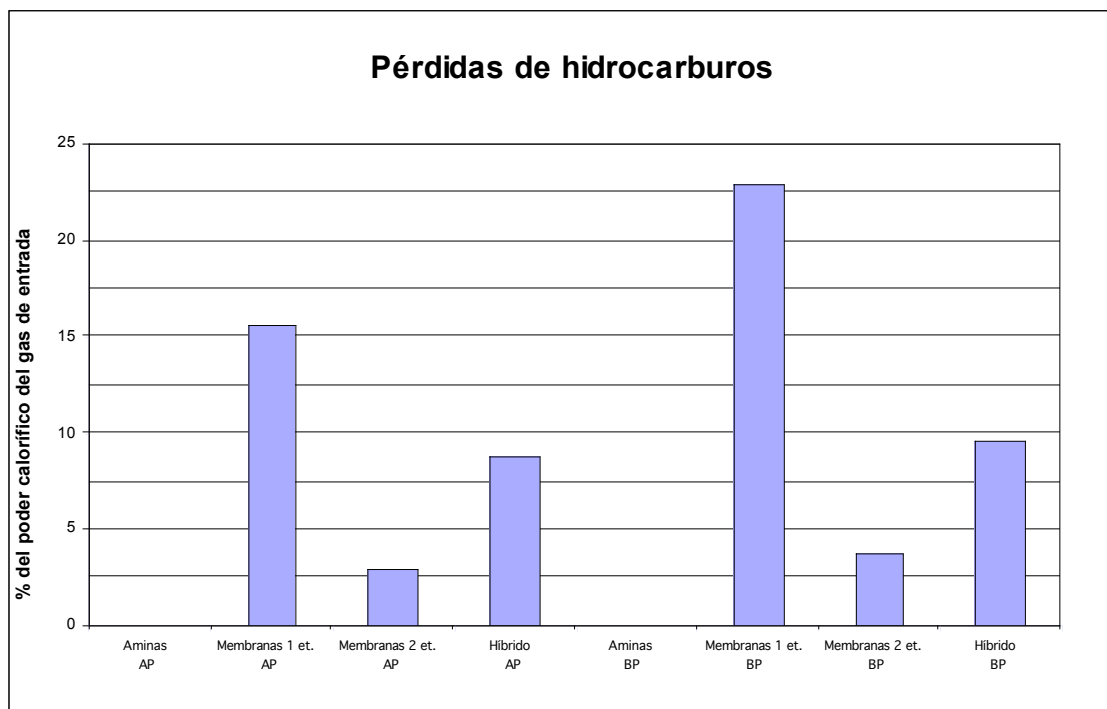
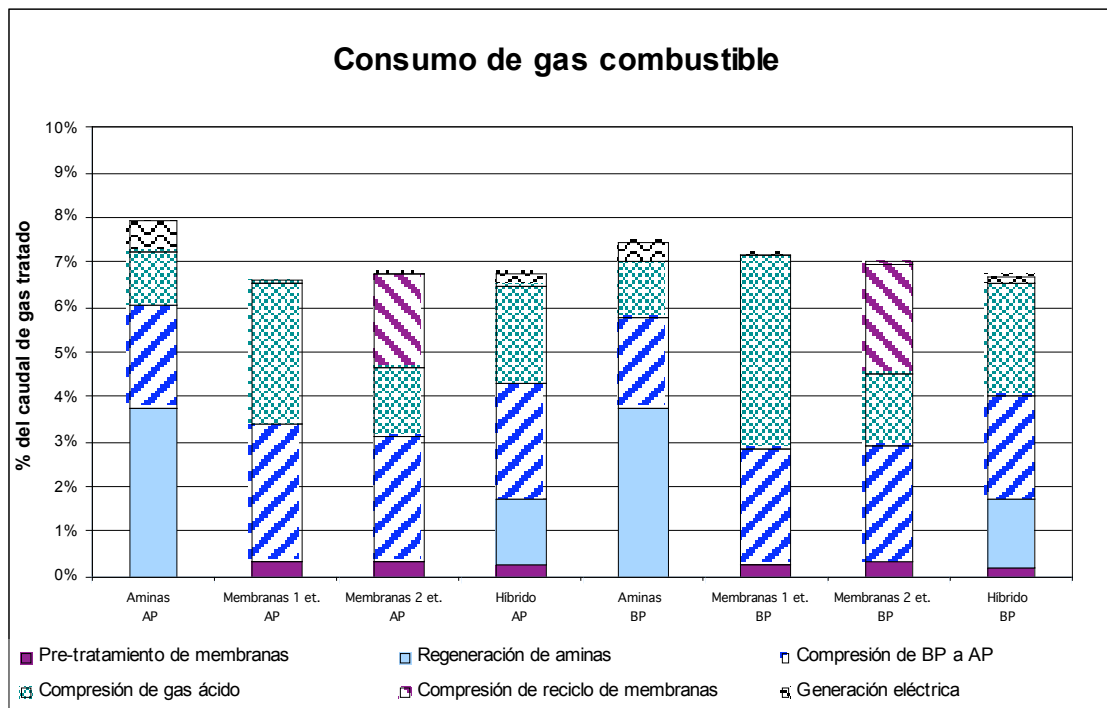
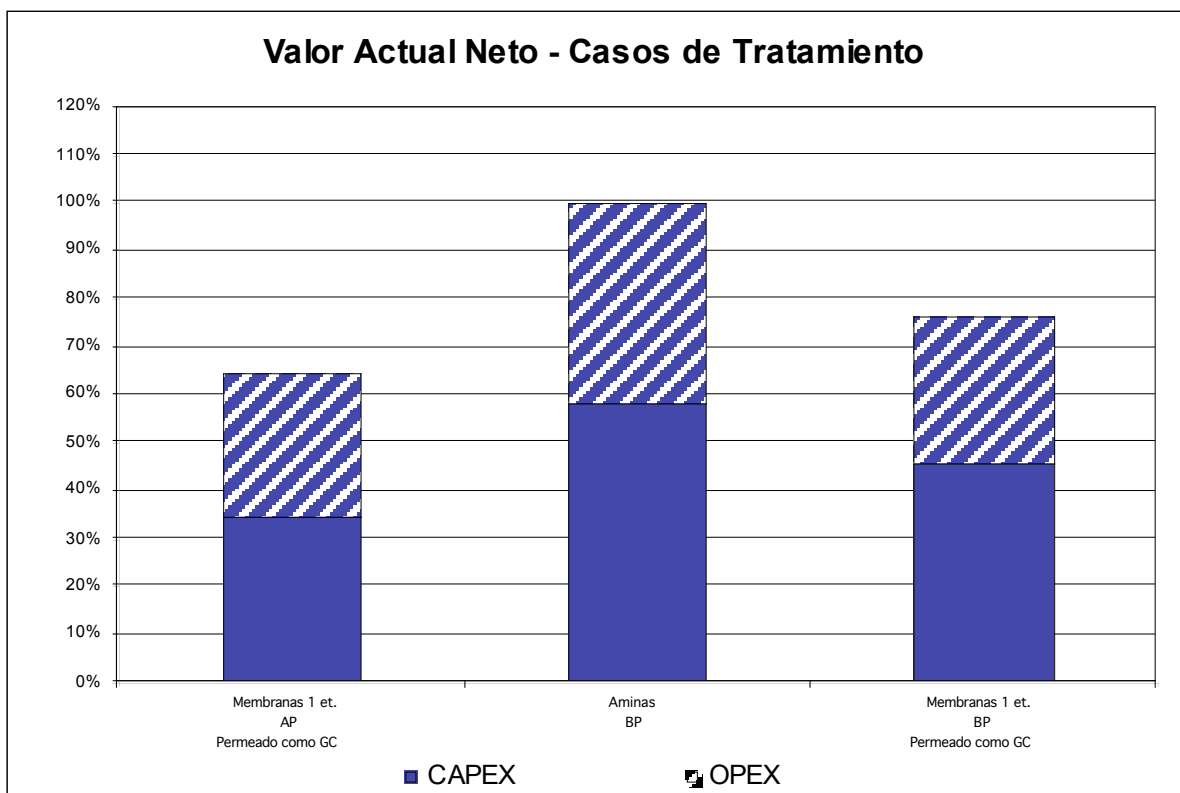


Figura 8 – Consumo de gas combustible



Cabe destacar que la posibilidad de utilizar el gas permeado como combustible para membranas de una etapa fue descartada, ya que implica un aumento notable de las emisiones de CO₂, y no se contaba con una demanda de gas combustible que permitiera su utilización total. Aún considerando la merma en el caudal de gas de venta, estas alternativas eran muy convenientes económicamente. En la siguiente figura se compara el valor actual neto de la alternativa de tratamiento con aminas en baja presión y dos casos de procesamiento con membranas de una etapa y re-utilización total del permeado como gas combustible. En el tratamiento con aminas no se incluye la re-inyección de gas ácido sino que se considera su venteo a la atmósfera, para comparar las alternativas en igualdad de condiciones.

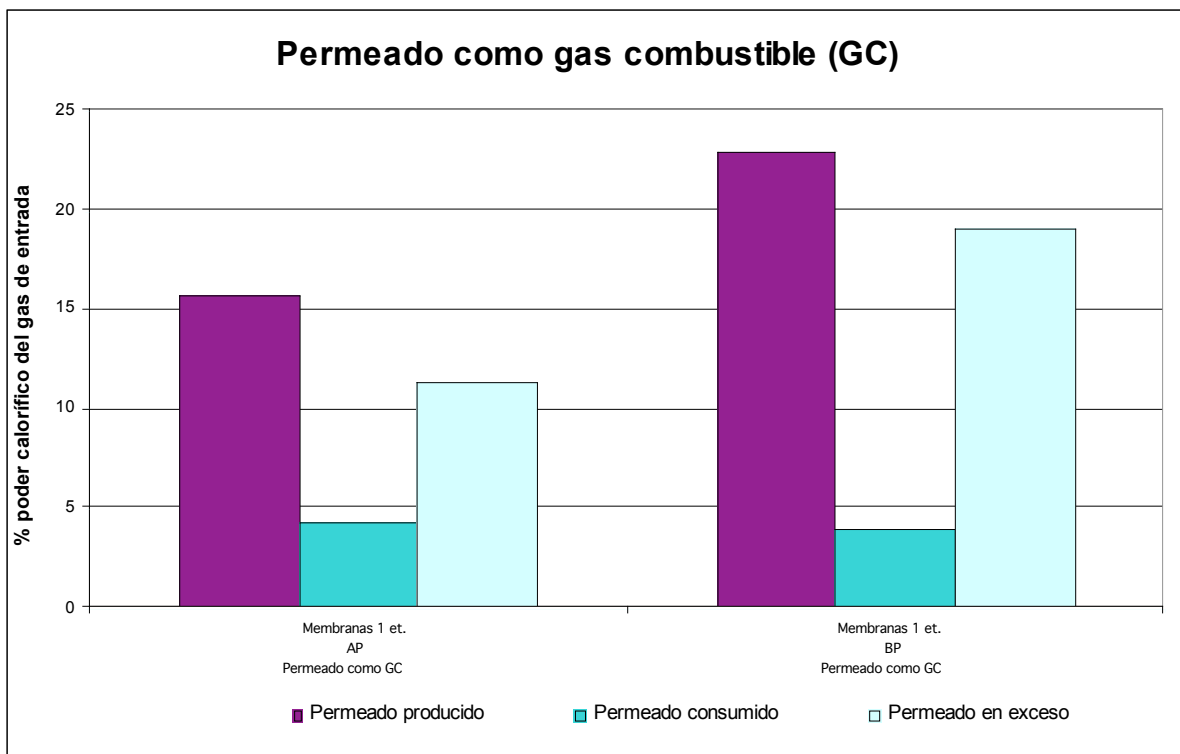
Figura 9 – Re-utilización de gas permeado como combustible vs. Aminas BP



Puede observarse como la aplicación de un método diferente en la disposición de gas ácido llega a revertir los resultados del análisis, haciendo que las membranas pasen a ser la alternativa más conveniente. También se muestra el exceso de gas combustible generado, respecto al requerido para el procesamiento del gas con membranas. Para caudales de gas

elevados, el exceso de gas combustible es importante y resulta atractiva su utilización para generación de energía eléctrica, por ejemplo.

Figura 10 – Exceso de gas combustible en membranas de una etapa



Las conclusiones y las lecciones aprendidas

La selección de tecnologías de endulzamiento es un proceso complejo que requiere el análisis de la interacción de diversos actores, como factores del ambiente externo, del interno y otras unidades de tratamiento. Algunas de las conclusiones obtenidas son:

- *Preseleccionar alternativas posibles* - varias tecnologías resultan económicamente inviables para ciertas condiciones.

- *Considerar la integración con el resto de las instalaciones de tratamiento* - la selección requiere una amplia visión del proyecto que contemple las unidades de procesamiento anteriores y posteriores a la de endulzamiento.
- *Elegir primero la tecnología, luego optimizarla* – para aquellas tecnologías que permiten esquemas alternativos de procesamiento, se recomienda analizar sólo el esquema básico durante el proceso de selección.
- *Agilizar y facilitar el proceso de selección* - un consultor con probada experiencia en tecnologías de remoción de CO₂ puede agilizar el proceso y facilitar la llegada a la solución óptima. La empresa consultora puede aportar un enfoque holístico, analizando el proyecto en su conjunto.

Referencias

- [1] Gas Conditioning and Processing Volume 4, Maddox & Morgan, 4ta edición.
- [2] Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association, 12va edición.
- [3] Oilfield Processing of Petroleum, Volume 1: Natural Gas, Thomas & Manning.
- [4] “Recent Developments in CO₂ Removal Membrane Technology”, David Dortmundt, Kishore Doshi, UOP webpage.
- [5] “Hybrid Systems: Combining Technologies Leads to More Efficient Gas Conditioning”, William Echt, Laurence Reid Gas Conditioning Conference, 2002.