



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**COMERCIALIZACION DE
SOLVENTES FORMULADO PARA LA
INDUSTRIA DEL TRATAMIENTO DE
GAS**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO

PRESENTA

IVAN ULISES CRUZ TORRES



MEXICO, D. F.

EXAMENES PROFESIONALES
FACULTAD DE QUIMICA 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

Jurado Asignado:

Presidente: Prof. Eduardo Rojo y de Regil

Vocal: Prof. León C. Coronado Mendoza

Secretario: Prof. Ernesto Pérez Santana

1er Suplente. Prof. Alejandro Iñiguez Hernández

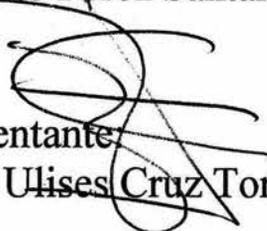
2do Suplente. Prof. Eduardo Flores Palomino

Sitio donde se desarrollo el tema:
FACULTAD DE QUÍMICA UNAM

Asesor de Tesis:
Ernesto Pérez Santana



Sustentante:
Ivan Ulises Cruz Torres

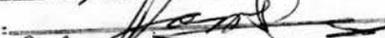


Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: IVAN ULISES

CRUZ TORRES

FECHA: 15/ENERO/04

FIRMA: 

PA IVAN ULISES CRUZ TORRES DE CRUZ

COMERCIALIZACIÓN DE SOLVENTES FORMULADOS PARA LA INDUSTRIA DEL TRATAMIENTO DE GAS

ÍNDICE

INTRODUCCION.....	5
OBJETIVOS.....	7
I PROCESO GIRBOTOL.....	9
a. Tratamiento de gas	
b. Descripción del proceso	
c. Diagrama de Flujo de Procesos DFP	
d. Planteamientos básicos	
e. Tratamiento de gas con alcanolaminas	
II APLICACIONES DEL ENDULZAMIENTO.....	25
a. Aplicaciones generales del endulzamiento	
b. Comparación en un sistema de tratamiento de gas	
c. Estudios de aminas para diseño de plantas	
d. Estudios de aminas para cambio de solución en plantas existentes	
III OTROS PROCESOS DE ENDULZAMIENTO.....	49
a. Descripción de otras tecnologías	
b. DFP de otras tecnologías	
IV ESTUDIO DE MERCADO.....	65
a. Perspectivas de la industria química en México	
a. Perspectivas de los hidrocarburos en México	
b. Organización del mercado	
c. Los participantes y su participación	
d. Oportunidades	
V COMERCIALIZACION.....	91
a. Venta de especialidades químicas	
b. Planteamiento de una estrategia	
c. Compras gubernamentales	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	103
BIBLIOGRAFÍA	107

INTRODUCCION

OBJETIVOS

INTRODUCCION

México es uno de los países que se ha visto privilegiados al contar con una gran cantidad de recursos naturales no renovables, como petróleo y gas natural. En enero del 2003 se estimaron las reservas probadas en 38,286 millones de barriles de petróleo crudo, ubicando a México como el noveno país en reservas de estos hidrocarburos. En cuanto a las reservas de gas natural, éstas se estimaron en 50,648 miles de millones de pies cúbicos de gas. Petróleos Mexicanos (PEMEX) la compañía estatal encargada de la exploración, explotación y transformación de los petroquímicos básicos juega un papel importante, basta considerar que como compañía PEMEX Gas y Petroquímica Básica una subsidiaria de PEMEX encargada del procesamiento del gas en México se ubica como la octava compañía productora de gas natural, con una capacidad de producción neta de 3,723 millones de pies cúbicos estándar por día (de manera internacional la abreviación es la siguiente: MMSCFD) promedio durante el año 2002, de los cuales cerca del 83% es gas amargo, es decir que contiene ácido sulfhídrico.

Si bien México se ha visto privilegiado por la posesión de enorme cantidad de recursos naturales no renovables como lo es el caso del petróleo y del gas natural, el aprovechamiento de éstos no se agota en el privilegio de la posesión, se hace necesario para el beneficio de la gran cantidad de recursos naturales no renovables que existen en el territorio mexicano, un sinnúmero de tratamientos físico – químicos; para poderlos transformar en productos de consumo como: plásticos, combustibles, entre otros.

Uno de los procesos básicos del tratamiento del gas es la remoción del ácido sulfhídrico, este proceso es comúnmente conocido como endulzamiento de gas y es indispensable ya que el manejo del gas con cantidades mínimas de H_2S representa riesgos a la salud, incluso la muerte. Para la obtención de gasolinas de alto octanaje se hace pasar una corriente de gasóleo (fondos de una destilación primaria del petróleo crudo) a través de un cracking catalítico, en donde se produce una corriente de gas con muy altos contenidos de ácido sulfhídrico, de igual manera se recurre al endulzamiento de este gas para posteriormente aprovecharlo como combustible para la misma refinería o para una venta externa. De igual manera podríamos repasar los procesos de producción de LPG e hidrógeno, en donde el endulzamiento cobra importancia al eliminar compuestos dañinos o no deseados en el proceso como lo son el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono.

Los solventes formulados son especialidades de alkanolaminas formulados con catalizadores o activadores para absorber el ácido sulfhídrico y/o manejar selectivamente la absorción del dióxido de carbono, otro elemento importante a retirar en el tratamiento de gas. Dichos solventes selectivos son la base de la tecnología en los procesos de endulzamiento y esta es la importancia de los solventes formulados; de manera muy general se puede decir que dependiendo del tipo de solvente selectivo que se emplee será la eficiencia operacional del proceso; teniendo como consecuencia diferentes capacidades de procesamiento de gas.

La idea original de esta tesis surge al imaginar el gran potencial que se tiene en México para desarrollar una industria del tratamiento de gas, capaz de aprovechar la gran cantidad de reservas con las que cuenta México, para así transformar y desarrollar la industria nacional; que abarcaría no solo las plantas de tratamiento de gas, sino una amplia gama de productos químicos utilizados en los procesos de endulzamiento de gas: como lo son los solventes formulados. Contar en México con un mercado natural permitirá el desarrollo de nuestra industria mexicana, asimismo evitará las importaciones de productos terminados.

Irónicamente aunque México tiene un gran potencial para el desarrollo de su industria petroquímica, ya que cuenta con vastos recursos naturales, importa gas natural en alrededor de 562 Millones de pies cúbicos estándar por día (MMSCFD), promedio en el año 2002, cifra estimada solo hasta el tercer cuarto del año 2002. Pero no es lo único que se importa, la balanza comercial en el sector químico y petroquímico en el 2000 tuvo un déficit de 5,371 millones de dólares, cifra 12.6% superior a la registrada en el año de 1999. De este déficit comercial el 24% lo representa la importación de productos que solo PEMEX puede producir, cuyo abasto es insuficiente. Ahora bien, considerando la cantidad de productos terminados que se importan, debido a que no existe en México una materia prima para producirlos, como un ejemplo de este caso se puede mencionar la cadena del etileno y del amoniaco. Los solventes selectivos forman parte de productos que encajan dentro de la cadena del etileno. Por esta razón el estudio que se presenta pretende sentar las bases para revertir la tendencia a la importación de solventes formulados. Proporcionando un panorama general sobre la comercialización que abarca tecnologías y estudio de mercado de productos químicos como lo son los solventes formulados, a fin de que empresas mexicanas tengan un punto de partida en la decisión de invertir en este tipo de tecnologías.

Para entender mejor la comercialización de este tipo de productos químicos, tenemos que enfocarnos en que son especialidades químicas que requieren de un alto conocimiento técnico por parte del vendedor, para que la venta pueda tener éxito; ya que la venta depende directamente de la manera en que sea planteada la rentabilidad de la operación. El inicio es conocer los procesos de endulzamiento y tratamiento de gas, porque solo conociendo las necesidades del proceso y las oportunidades de mejora se logrará lo que todo vendedor requiere, hacer ver al cliente la gran cantidad de recursos que puede ahorrarse al aplicar su producto y / o servicio. Desde esta perspectiva la mejor arma del vendedor es el conocer las capacidades y alcances de su producto, por lo que se plantea el mecanismo básico del funcionamiento de los solventes y sus aplicaciones. De igual manera este conocimiento puede ser extrapolado a la búsqueda de nuevos nichos de mercado en donde la solución propuesta sea innovadora; es en este tipo de negocios donde la rentabilidad de los productos químicos crece.

El gran futuro de los solventes formulados en México, deriva y es impulsado por dos razones: ambientalmente se está en la búsqueda de combustibles con menor cantidad de azufre, lo cual demanda de los procesos de hidrosulfuración en la refinación de petróleo, que requieren de los procesos de tratamiento de gas; y la creciente demanda por el gas natural, aunque este sector se vea opacado por la falta de inversión que existe en nuestro país, es el mayor indicador de que el mercado del tratamiento de gas tiende a crecer.

Por lo antes expuesto el presente trabajo tiene como objetivos principales:

- Plantear las bases para la comercialización de tecnologías sobre endulzamiento de gas en México, particularmente en soluciones de solventes formulados, ya que es aquí donde en los últimos veinte años se han dado los adelantos tecnológicos.
- Mostrar las aplicaciones actuales, así como las futuras aplicaciones de los solventes formulados incluyendo los factores del ambiente político, social y tecnológico que puedan modificar las conductas en el consumo de este tipo de productos.

- Mostrar un estudio de mercado completo sobre etanolaminas y alcanolaminas empleadas en el mercado de tratamiento y purificación de gas, que pueda atraer la atención de empresas mexicanas que deseen ampliar o penetrar este tipo de mercados.
- Mostrar la gran importancia que tiene el desarrollo de vendedores técnicos altamente capacitados, para la comercialización de especialidades químicas. Ya que el desarrollo y crecimiento de cualquier tipo de industria tiene sus bases en el departamento comercial y mantener o incrementar los recursos a dicho departamento para la capacitación y actualización puede tener repercusiones importantes en las ventas.

I. PROCESO GIRBOTOL

TRATAMIENTO DEL GAS

Antes de iniciar con el tema, pareciera pertinente comenzar con una pregunta que representa el fundamento básico de toda investigación, realizada por innumerables compañías, que por mas de cincuenta años han dedicado grandes cantidades de recursos materiales y humanos al desarrollo de tecnologías para este campo. ¿Por qué tratar las corrientes de gas?

Desde la perspectiva industrial el gas natural se procesa principalmente por dos razones

- a) Ambiental
- b) Requerimientos de proceso.

Ambientalmente es necesario, porque dependiendo del tipo de gas que se trate, lo cual a su vez dependerá de la región que se extraiga, éste contendrá diferentes concentraciones de ácido sulfhídrico, las cuales pueden variar desde unas cuantas partes por millón, como el tipo de gas que se extrae de la cuenca de Burgos (Tamaulipas México) hasta 2 a 3% de concentración, como el gas asociado al crudo proveniente del campo CANTARELL, zona de Campeche, México. El ácido sulfhídrico es un gas altamente venenoso y sería imposible manejar el gas natural cuando éste contenga mas de 4 ppm de concentración; de igual manera, sería imposible quemarlo ya que formaría gran cantidad de gases tóxicos provenientes de una reacción directa del ácido sulfhídrico con el oxígeno.

Por el lado del proceso, el ácido sulfhídrico así como el dióxido de carbono son gases altamente corrosivos, que originarían una gran cantidad de desperfectos en los diferentes equipos del proceso, así como en los gasoductos o líneas de conducción. Existen parámetros internacionales sobre la cantidad de ácido sulfhídrico que se puede trasportar en líneas para venta o comercialización. En México, la paraestatal Petróleos Mexicanos a través de sus filiales PEMEX GAS y PETROQUÍMICA BASICA se encarga del tratamiento, acondicionamiento y transportación hasta los diferentes puntos de venta y lo hacen con un parámetro de no más de 4 ppm de ácido sulfhídrico en el gas tratado o gas dulce.

En la industria de la refinación del petróleo, también existe una gran necesidad por tratar el gas, si bien su naturaleza es muy diferente a la del gas natural. Este gas se forma en una refinería principalmente en la sección de destilación primaria de crudo (despunte de crudo o plantas primarias) también se forman grandes cantidades de gas en el tratamiento de combustibles para obtenerlos con bajos contenidos de azufre, para esto se tiene las unidades de hidrodesulfuración, mismas que consisten en una hidrogenación directa de los hidrocarburos donde se obtiene gas con altas concentraciones de gases ácidos (principalmente ácido sulfhídrico). Otra sección de alta importancia lo son las plantas de desintegración catalítica; en donde se producen combustibles de alto octanaje y se genera el producto para la carga a plantas isomerizadoras o plantas de alquilación. De igual manera en esta sección de la refinería se genera gas que proviene del rompimiento de grandes cadenas de hidrocarburos a cadenas de menor tamaño. En este punto el gas que se forma puede tener hasta 30%¹ de concentración de ácido sulfhídrico.

PROCESO GIRBOTOL

En la actualidad existen gran variedad de procesos enfocados a la remoción de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono de una corriente de gas; sin embargo actualmente el mas ampliamente difundido en México y el mundo es el proceso GIRBOTOL, las aplicaciones de dicho proceso son

¹ Condiciones de operación en el tren de desintegración catalítica de la refinería Ing. Antonio M. Amor Salamanca Gto.

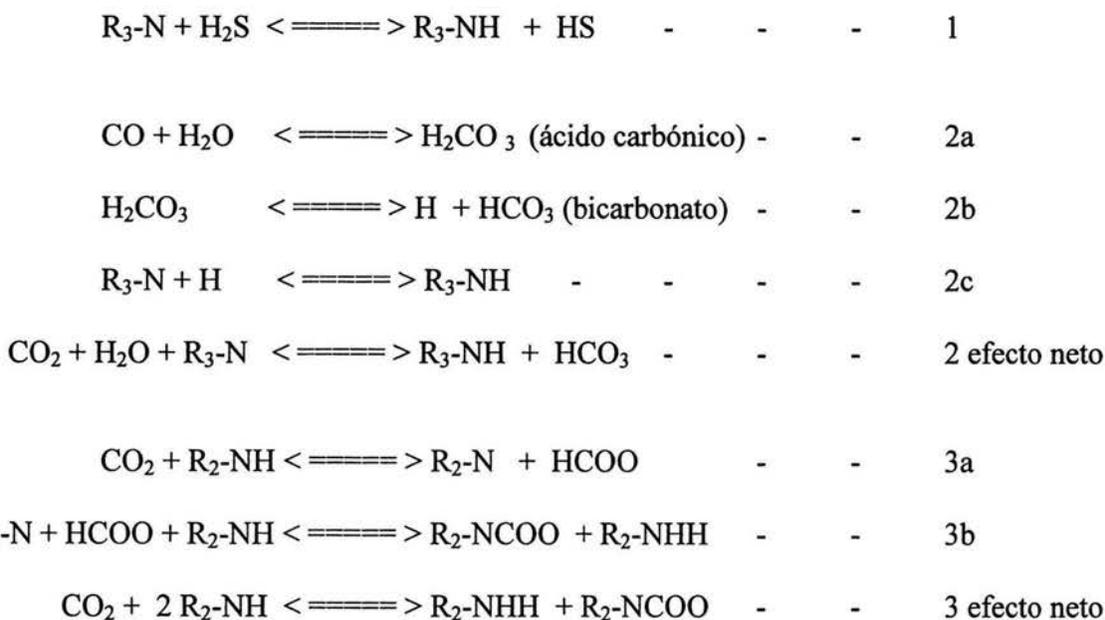
innumerables, pues aunque el fin es el mismo “endulzamiento de una corriente de gas” las aplicaciones pueden ser muy diferentes, como lo son: tratamiento de gas natural para producción de etano; tratamiento de gas de una unidad de cola en una planta de azufre o una planta de endulzamiento de una corriente de hidrógeno para producción de hierro esponja, entre muchas otras aplicaciones. Lo importante es que el proceso GIRBOTOL se ha sabido adecuar a cada necesidad cambiante del mercado. A continuación se describe este proceso.

El proceso Girbotol emplea un agente químico (amina principalmente) que se recircula en contracorriente a la fase gaseosa. La solución de “amina” se enriquece en gas ácido, se regenera por medio de calor y/o reducción de presión, dejando la amina en sus estado natural, libre de gas ácido “amina pobre” para ser recirculada nuevamente.

El proceso de absorción se basa en una reacción reversible de una base débil con un ácido débil para formar una sal soluble en agua. La naturaleza reversible de estas reacciones permite la regeneración de la solución. Esta solución es una amina que puede ser monoetanolamina, dietanolamina, trietanolamina, metildietanolamina, diglicolamina o una mezcla de las anteriores, bajo diferentes nombres y patentes comerciales en las cuales se ofrecen muy diversas ventajas sobre el uso de una amina genérica convencional. Por mencionar algunas se encuentran: IDESOL, UCARSOL, GAS/SPEC, DIGLYCOLAMINE, aMDEA. Los productos anteriores representativos de algunas marcas comerciales son conocidos comúnmente como “SOLVENTES SELECTIVOS”, mas adelante se hablará específicamente de ellos.

A continuación se describen las reacciones básicas que tienen lugar en el absorbedor. Dichas reacciones son exotérmicas hacia la derecha y consistentemente requieren de la misma cantidad de energía para ser reversibles.

REACCIONES DE LAS ALCANOLAMINAS (TABLA 1)²



² Ball Haward T.. October 1989. Design and operation of amine Units, Coastal Chemical Company. Houston Texas USA.

En la solución acuosa el ácido sulfhídrico (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2) se disocian para formar una solución de ácido débil. Cuando una corriente de gas conteniendo ácido sulfhídrico y/o CO_2 es puesta a contra corriente con una solución de amina, los gases ácidos reaccionan con la amina para formar un complejo soluble ácido – base, una sal en la solución de amina. La reacción entre el ácido sulfhídrico, CO_2 y la amina es exotérmica y se libera una considerable cantidad de calor. Sin importar la estructura química de la amina el ácido sulfhídrico reacciona directamente con la amina ya sea esta primaria (R_1-NHH), secundaria (R_2-NH) o terciaria (R_3-N) por una transferencia directa del protón como se muestra en la ecuación 1.

La reacción entre el CO_2 y la amina es un poco mas compleja, ya que la absorción del CO_2 puede ocurrir mediante dos diferentes mecanismos. Cuando el CO_2 se encuentra disuelto en agua el CO_2 reacciona para obtener ácido carbónico el cual lentamente se disocia a bicarbonato. Entonces el bicarbonato reacciona bajo el esquema de ácido – base con la amina como se muestra en la ecuación 2. Esta reacción 2 toma lugar con cualquier tipo de amina sin importar su estructura química, pero es una reacción muy lenta por que el paso de la disociación de bicarbonato es un paso muy lento.

La segunda reacción del CO_2 que se muestra en la ecuación 3 requiere de que la estructura de la amina tenga por lo menos un hidrógeno disponible; es decir solo puede tomar lugar con aminas secundarias o primarias. Esta segunda reacción del CO_2 que resulta en la formación de una sal de amina de un ácido carbámico substituido se le conoce como la reacción de la formación del carbamato. En esta reacción el CO_2 reacciona con una molécula de una amina primaria o secundaria para formar un carbamato intermedio, la cual entonces reacciona con una segunda molécula para así formar la sal de amina. La absorción del CO_2 por la vía del carbamato es rápida mucho mas rápida que la hidrólisis del bicarbonato. Pero de alguna manera más lenta que la reacción 1

En la sección de absorción, el gas amargo entra a una torre absorbadora, que típicamente tiene alrededor de 20 platos o se encuentra empacada con no menos de 3 camas, el diámetro de la torre se calcula de acuerdo al gasto de gas a tratar y considerando el flujo de amina; el gas que entra a la torre absorbadora se trata a contra corriente con una solución de amina (ver arriba) dependiendo del tipo de amina, la concentración de esta puede variar del 20% hasta el 55% las temperaturas de operación se prefieren alrededor de los $35^\circ C$ y las presiones son variadas; se generalizan en: altas, medianas y bajas, las cuales corresponden respectivamente a: mas de 80 Kg/cm^2 , entre 20 y 40 Kg/cm^2 y por debajo de 20 Kg/cm^2 . La presión de operación se prefiere alta³, pues el equilibrio químico de las soluciones de amina se alcanza difícilmente a presiones altas, de esta manera se obtiene gas dulce (libre de H_2S) en el domo de la torre absorbadora. Por el fondo de esta torre se obtiene la amina rica (alta concentración de H_2S y CO_2) generalmente estas concentraciones se encuentran en el orden de 0.45 moles de gas ácido / moles de amina cuando se trata de una solución base MDEA y del orden de 0.35 mol/mol en una solución base MEA o DEA. Dicho parámetro es sumamente importante como medida de control y se les conoce como arrastres de gas ácido en la amina rica⁴. De esta parte la amina rica pasa a un tanque separador flash, en el caso de sistemas de alta presión; La función de este tanque separador es la de liberar los gases ácidos que solo fueron disueltos en la solución de amina y que no fueron absorbidos por la solución de amina, de esta manera se prevé que en pasos posteriores con la disminución de la presión o con el aumento de la temperatura estos gases disueltos se vaporizan y generen un flujo a dos fases lo que podría provocar ruptura de tuberías o deficiencias en la operación.

³ Ballard Don. October 1994. How to operate an amine plant. Coastal Chemical Company. Houston Texas USA

⁴ DuPart M.S. and Abry R.G.F.. April 1995. Amine plant troubleshooting and optimization. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA

El siguiente paso es un intercambiador de calor amina rica / amina pobre en donde la amina rica aprovecha la alta temperatura que trae la amina pobre (amina ya regenerada proveniente de la sección de regeneración) para así elevar la temperatura de unos 60°C a 85°C que es la temperatura ideal para entrar al domo de la torre regeneradora.

La solución de amina rica al salir del tanque flash trae alrededor de 5Kg/cm² de presión, la cual se mantiene hasta una válvula de control de presión que se debe de ubicar centímetros antes de que la solución se alimente al domo de la torre regeneradora en donde la presión se abate hasta 1Kg/cm² o incluso 0.75 Kg/cm². La solución de amina entra a la torre regeneradora en el plato N° 3 y cae en contra corriente con un flujo de vapor mismo que se genera en el fondo de la torre mediante rehervidores. El flujo de vapor depende directamente de la cantidad de calor que se de al sistema. El vapor de agua que sube por la torre regeneradora calienta la solución de amina y hace que las reacciones 1, 2 y 3 sean reversibles para así desprender H₂S y CO₂ en forma de gas que subirán hasta el domo de la torre y al mismo tiempo liberará la amina para que esta quede en su forma original. Ciertamente quedan pequeñas partes de H₂S y CO₂ absorbidas en la amina cuando esta sale por el fondo de la torre regeneradora. Estos valores son muy importantes y no deben de rebasar los 0.005 moles de gas ácido/ moles de amina. De esto depende que en la sección de absorción la amina se encuentre disponible para absorber H₂S y/o CO₂⁵

La torre regeneradora cuenta con no menos de 20 platos y con 2 o 3 platos en el domo para lavar la solución de gases ácidos que por esta parte salen debido a que comúnmente estos gases ácidos se encuentran saturados de agua y el agua mantiene parcialmente soluble la amina así que se lava esta corriente con el agua que proviene del condensador de reflujo. Operacionalmente la temperatura del domo del regenerador se fija por la presión que se mantiene en la torre y es sumamente importante que esta relación se guarde ya que puede darse el caso de tener una presión baja y pobremente solo alcanzar 80°C los cuales no son suficientes como para generar suficiente masa de vapor de agua que regenere la amina. Por el otro lado no se puede elevar la presión a mas de 2 Kg/cm² por que entonces la temperatura de la solución subirá a mas de 130°C donde empiezan las temperaturas de degradación de algunas aminas.⁶

La amina que deja la sección de regeneración se le conoce como amina pobre (libre de H₂S y CO₂) y entra al intercambiador de calor amina rica / amina pobre, de donde esta baja su temperatura de 125°C a 100°C para posteriormente pasar a un enfriador; este equipo puede ser un intercambiador de calor con agua fresca o un enfriador tipo ventiladores, para casos en donde el flujo de agua no esté disponible (plataformas de proceso, lugares desérticos o semidesérticos). Este enfriador tiene la función de controlar la temperatura a 10°C por arriba de la temperatura de entrada del gas amargo a la torre absorbidora. Si estas temperaturas se invierten o si la temperatura de la amina es similar a la temperatura del gas, se empezarán a formar condensados en el gas que generalmente son gasolinas o C₆+ los cuales generan espumaciones en la torre absorbidora y por ende el descontrol del proceso.

Otra parte importante del proceso, es la recuperación de azufre, aunque este se considera siempre como una planta externa. Los gases ácidos generados en la sección de regeneración principalmente H₂S, CO₂ y vapor de agua se pasan a una sucesión de reactores en serie sobre un catalizador de base aluminio (CLAUS) o base titanio (SUPER CLAUS) a manera de que conviertan el ácido sulfhídrico a azufre elemental y agua. Esta es una reacción altamente exotérmica y la temperatura de

⁵ Ballard Don. October 1994. How to operate an amine plant. Coastal Chemical Company. Houston Texas USA.

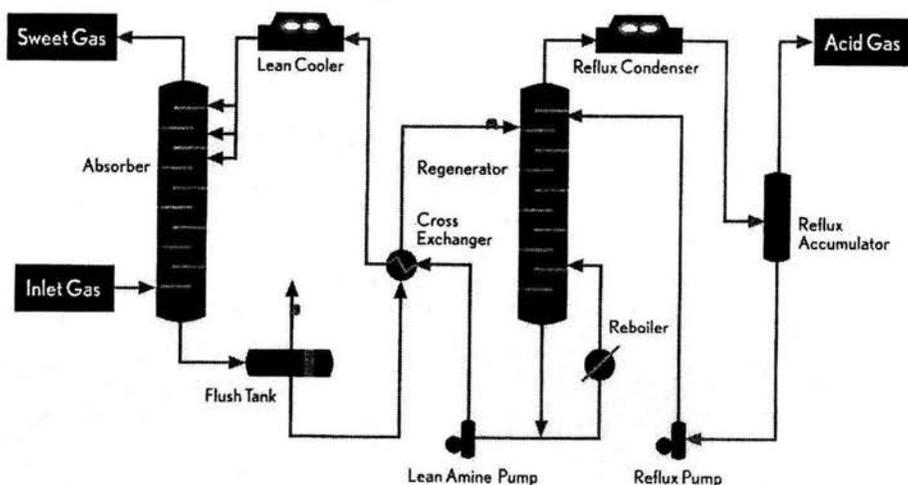
⁶ Rooney P.C; Bacon T.R; Dupart M.S.. March and April 1997. Effect of heat stable salts on methyldietanolamine solution corrosivity part 1 and 2. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

entrada del gas ácido no debe rebasar los 70°C pues se pueden producir incendios en la cama del reactor. Los procesos mas difundidos en la actualidad para la recuperación de azufre son los procesos CLAUS y SÚPER CLAUS, los cuales permiten una conversión del 98.5 a 99.5% del ácido sulfhídrico a azufre, lo que representa considerable reducción de emisiones a la atmósfera. El H₂S que no se convierte, queda en una corriente concentrada de H₂S de muy baja presión, prácticamente a presión atmosférica. Generalmente esta corriente se envía al quemador lo que representa una fuente de contaminación importante si consideramos que se quema alrededor del 1.5 al 0.5% del azufre que contiene el gas amargo. En algunas ocasiones esta corriente es tratada en otra planta de endulzamiento; que es igualmente un proceso Girbotol, pero el cual es independiente y generalmente se le conoce como unidad de tratamiento de gas de cola por sus siglas en ingles (TGTU) y esta unidad es considerada parte de la planta de Azufre. Generalmente todas las corrientes de gas ácido de un complejo o de una refinería son enviadas a una sola planta de azufre a menos que la planta endulzadora sea lo suficientemente grande como para tener su propia planta de azufre.

Existen otros equipos auxiliares que permiten el optimo desarrollo del proceso, como la sección de filtración. Esta sección se puede encontrar tanto en la amina rica que deja la torre absorbidora como en la amina pobre que deja el intercambiador amina / amina. Dicha sección de filtración ayuda a eliminar partículas, color y finos que pudiesen abatir la tensión superficial de la amina y por ende generar espumación en a torre absorbidora. Generalmente se usan tanto filtros de mallas como filtros de carbón.

Otros equipos altamente rentables son los filtros del gas de entrada, los cuales protegen que el gas entre con condensados de “gasolinas” o hidrocarburos líquidos al sistema de absorción. Dichos equipos varían dependiendo de los fabricantes pero generalmente se les conoce como filtros “KNOCK OUT”

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DEL PROCESO GIRBOTOL (FIGURA 1)⁷



⁷ Tunnell Duke. Autumn 1994. Methyldietanolamine a powerful industrial chemical. Petrochemical and Gas Processing, Houston Texas USA.

PLANTEAMIENTOS BÁSICOS EN EL PROCESO GIRBOTOL

Absorción del gas ácido.- La amina que entra en el domo de la torre absorbidora, absorbe toda la carga de gas ácido (H_2S y/o CO_2 dependiendo de la naturaleza de la amina empleada). Esta carga de gas ácido se liberará en la torre regeneradora, es decir se transfieren los mismos Kilogramos de H_2S y CO_2 que se absorbieron en la amina (absorbidos en la sección de torre absorbidora) a la sección de regeneración, en donde estos saldrán en el domo de la torre regeneradora. Es importante notar que el gas en la torre absorbidora se puede encontrar a una presión de hasta 70 Kg/cm^2 , mucho mayor a una presión de escasos 1.2 Kg/cm^2 en la torre regeneradora, por lo que el gas se expandirá y se tendrá un volumen más considerable.

“SLIP” CO_2 : este término es un anglicismo que representa la facilidad de las alcanolaminas para dejar pasar el CO_2 en la torre absorbidora y de esta manera no enviarlo al gas ácido hacia la sección de regeneración, como carga de gas ácido.

Arrastres en la amina: Generalmente este término se emplea como arrastres en la amina “rica” o en la amina “pobre” esto se refiere a la cantidad de gases ácidos que se encuentran absorbidos en la amina y se expresa por una relación molar (moles de H_2S / moles de amina)

Composición del gas ácido.- En lo referente al gas ácido que se produce en la sección de regeneración, es preferible que este tenga un alto contenido de H_2S ya que esto ayuda a la conversión de H_2S a azufre elemental en la planta de recuperación de azufre, la presencia de CO_2 en esta corriente afectará directamente a la conversión con dicha reacción.

Sales térmicamente estables.- Mas adelante hablaremos ampliamente de este tipo de compuestos y sus efectos en los sistemas de endulzamiento, pero de manera general se puede mencionar que las sales térmicamente estables son productos que se forman de la degradación de las aminas para formar sales que no pueden ser regeneradas por temperatura (en la sección de regeneración) y que generan alta corrosión. Estas pueden estar con aniones de amina o con iones inorgánicos como el sodio o el potasio⁸.

Recuperación.- Por endulzamiento de gas se entiende que se efectuará una destilación de la solución y de esta manera recuperar la solución de amina libre de sales térmicamente estables, las cuales generan corrosión y decremento de la capacidad de absorción⁹. Este término generalmente se le asocia de manera equivocada con RECLAMACIÓN proviniendo de la palabra “reclaiming” en ingles; no todas las aminas se pueden recuperar por destilación a presión atmosférica ya que su temperatura de ebullición se encuentra por arriba de la temperatura a la cual se comienza a degradar, tal es el caso de todas las aminas secundarias y terciarias que se emplean para tratamiento de gas.

PICK UP.- Igualmente se trata de un anglicismo, que define la habilidad de las aminas para absorber los gases ácidos H_2S y CO_2

Presión de absorción.- La presión de trabajo en un proceso de endulzamiento define prácticamente todo el proceso. Es decir si se dispone de un gas natural a una presión alta, es ilógico que se reduzca la presión para tratar al gas y posteriormente se comprima para transportarlo o por ejemplo la

⁸ Rooney P.C; Bacon T.R; Dupart M.S.. March and April 1997. Effect of heat stable salts on methyldietanolamine solution corrosivity part 1 and 2. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

⁹ Schillmoller C.M.. June 1986. Amine stress cracking causes and cures. Hydrocarbon Processing. Schillmoller associates materials consultants. Houston Texas USA.

producción de hidrógeno se lleve a cabo a una presión de no más de 60 psig lo cual hace la presión baja y el tratamiento de la corriente de hidrógeno para retirar el CO₂ se realiza a esta presión; De esta manera la aplicación define la presión de operación y esta define entre otras cosas el tipo de solvente que se debe emplear; pues resulta que a menor presión las presiones parciales del H₂S y/o CO₂ bajan; por lo que desplazan la curva de la concentración de equilibrio por arriba de la concentración de la especificación (H₂S y/o CO₂) de salida del gas a tratar. Para cualquier tipo de aplicación una de las condiciones de operación más importante es la presión.

TRATAMIENTO DE GASES CON ALCANOLAMINAS

La primera patente para la aplicación de solventes formulados a partir de alcanolaminas para la remoción de gas ácido se aplicó hace más de sesenta años. El proceso Girbotol como se le observa en la figura 1 prácticamente no ha cambiado con el paso de los años. Los principales cambios tecnológicos se relacionan con la introducción de diferentes alcanolaminas para la absorción de gases. La trietanolamina (TEA) fue usada en aplicaciones muy tempranas, pero fue rápidamente reemplazada por la monoetanolamina (MEA) y dietanolamina (DEA) como las aminas de mayor interés comercial. Existen otras aminas de gran interés comercial como lo son diisopropanolamina (DIPA), diglicolamina (DGA) y metildietanolamina (MDEA) en años pasados se han librado grandes guerras comerciales por ofrecer la más amplia variedad de solventes formulados base MDEA en donde cada compañía productora ofrece atribuciones únicas y especiales (según comentan los fabricantes) a sus diferentes productos¹⁰.

El ácido sulfhídrico (H₂S) así como el dióxido de carbono (CO₂) son llamados gases ácidos por que en solución acuosa, se disocian para formar un ácido débil. Las alcanolaminas son bases orgánicas débiles. Cuando el gas amargo conteniendo H₂S y CO₂ es contactado a contra corriente con una solución acuosa de una alcanolamina, el gas ácido y la amina reaccionan para formar un complejo ácido – base, una sal. Este complejo ácido base es regresado en la sección de regeneración de donde se obtiene la amina libre de gases ácidos lista para usarse nuevamente y una corriente de gas ácido¹¹.

Las aminas son clasificadas de acuerdo a su grado de sustitución en el nitrógeno central; una sustitución simple denota a las aminas primarias, una sustitución doble a las aminas secundarias y así una sustitución triple a las aminas terciarias. Cada una de las alcanolaminas tiene por lo menos un grupo hidroxilo y un grupo amino. En general el grupo hidroxilo funciona bajando la presión de vapor e incrementa la solubilidad en el agua. Mientras que el grupo amino provee la alcalinidad necesaria para promover la reacción con gases ácidos. Es muy interesante observar las estructuras moleculares de las diferentes aminas, entre aquellas que no se encuentran totalmente substituidas de aquellas que se encuentran totalmente substituidas. Esta característica juega un papel sumamente importante en la habilidad de tratamiento de gas¹².

¹⁰ Stewart Erik and Lloyd Mike. December 2000. Increasing treating capacity, Hydrocarbon Engineering. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

¹¹ Ball Haward T.. October 1989. Design and operation of amine Units, Coastal Chemical Company. Houston Texas USA.

¹² Cunningham A. William. Encyclopedia of chemical processing and design, Vol 3. Marcel Dekker INC. New York USA.

ESTRUCTURA DE LAS ALCANOLAMINAS (TABLA 2)¹³

AMINAS PRIMARIAS

Monetanlamina (MEA) $C_2H_4OH - NH_2$

Diglicolamina (DGA) $HOC_2H_4OC_2H_4 - NH_2$

AMINAS SECUNDARIAS

Dietanolamina (DEA)
$$C_2H_4OH - N - C_2H_4OH$$

$$|$$

$$H$$

Diisopropanolamina (DIPA)
$$C_3H_5OH - N - C_3H_5OH$$

$$|$$

$$H$$

AMINAS TERCIARIAS

Trietanolamina (TEA)
$$C_2H_4OH - N - C_2H_4OH$$

$$|$$

$$C_2H_4OH$$

Metildietanolamina (MDEA)
$$C_2H_4OH - N - C_2H_4OH$$

$$|$$

$$CH_3$$

Las reacciones que toman lugar se pueden ver en la tabla 1 así como la explicación de los mecanismos de reacción propuestos. El hecho de que la absorción del CO₂ tome lugar por dos diferentes mecanismos de reacción con significativas capacidades cinéticas tiene un gran impacto en las cantidades de absorción de H₂S y CO₂ a través de las diferentes aminas. Para las aminas primarias y secundarias existe muy poca diferencia entre las velocidades de reacción con el H₂S y CO₂. Esta equivalencia es debido a la habilidad del carbamato de formarse rápidamente, lo que permite la absorción del CO₂, por esta razón las aminas primarias y secundarias alcanzan prácticamente una remoción completa del H₂S y CO₂; sin embargo como las aminas terciarias se encuentran substituidas completamente, ellas no pueden formar el carbamato¹⁴. Las aminas

¹³ Ball Haward T.. October 1989. Design and operation of amine Units, Coastal Chemical Company. Houston Texas USA.

¹⁴ Tunnell Duke. Autumn 1994. Methyldietanolamine a powerful industrial chemical. Petrochemical and Gas Processing, Houston Texas USA.

terciarias deben de reaccionar con el CO₂ por el mecanismo de reacción lento discutido en la tabla 1. Por ejemplo la MDEA o los solventes base MDEA tienen una alta selectividad relativa hacia el H₂S que contra el CO₂.

Las diferentes aminas tienen sus ventajas y sus debilidades; para la persona que se encarga de la comercialización de este tipo de productos es indispensable conocer límites y fortalezas, así como cual será la aplicación del sistema de absorción.

Monoetanolamina (MEA).- El uso de la monoetanolamina para el tratamiento de gases se encuentra bien establecida y se puede encontrar una gran cantidad de literatura al respecto, sin embargo la MEA ya no es la amina predominante en el tratamiento de gases; su uso ha declinado mucho en años recientes; a continuación planteamos las ventajas y desventajas de esta amina.

Algunas ventajas de la MEA son:

- Bajo costo de la solución
- Buena estabilidad térmica
- Remueve parcialmente el sulfuro de carbamilo COS y sulfuro de carbono CS₂ con lo que requiere de un recuperador
- Alta reactividad debido a su carácter de amina primaria puede alcanzar 4ppm de H₂S y 100ppm de CO₂ en presiones de moderadas a bajas

Algunas desventajas de la MEA son:

- Alta presión de vapor, lo que resulta en mayores pérdidas de solución respecto a otras alcanolaminas
- Mayor potencial de corrosión
- Altos requerimientos energéticos debido a un alto calor de reacción con el H₂S y CO₂
- No tiene selectividad de remoción en sistemas mixtos de gas ácido
- Formación irreversible de productos de degradación con el CO₂, COS y CS₂ (sales termoestables) lo que requiere de una recuperación continua. La reacción entre la MEA y el CO₂ genera productos de degradación tales como: oxazolidone-2, 1-(2-hidroxietil)imidazolidone-2, N-(2-hidroxietil)etilendiamino (HEED) y poliamidas de mas alto peso molecular las cuales aceleran la corrosión sobre el acero al carbón a demás de que representa una pérdida de amina.¹⁵

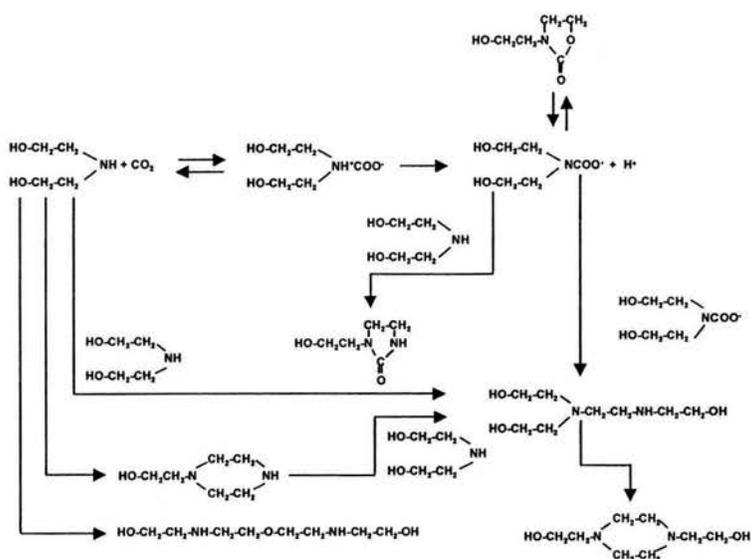
La MEA se emplea generalmente para tratamiento de gases a baja presión y donde se requiere de una alta remoción de H₂S y CO₂, al mismo tiempo de que la presencia de contaminantes como COS y CS₂ son menores. La MEA aun tiene una gran aplicación donde otros nuevos solventes formulados no han podido reemplazarla por cuestión de factibilidad económica.

Dietanolamina (DEA) probablemente el solvente mas ampliamente usado alrededor del mundo; la DEA siendo una amina secundaria es menos reactiva que la MEA, actualmente un aspecto importante del marketing de plantas de producción de etanolaminas lo define el consumo de DEA para el tratamiento de gas.

¹⁵ DuPart M.S. and Plaumann D.E.. November 1999. Removing CO₂. Hydrocarbon Processing. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

(referencia de la tabla¹⁶)

MECANISMOS DE DEGRADACIÓN DE LA DEA (TABLA 3)



Algunas ventajas de la DEA son:

- Resistente a la degradación de COS y CS₂
- Baja presión de vapor, lo que se traduce en menores pérdidas potenciales de solución
- Menor corrosión comparada contra la MEA
- Bajo costo de la solución

Algunas desventajas de la DEA son:

- Menor reactividad comparada contra la MEA o DGA
- Esencialmente no remueve selectivamente en mezcla de gases ácidos debido a su inhabilidad de dejar pasar el CO₂ "Slip del CO₂"
- Requiere de mayor recirculación
- No se puede recuperar "Reclaiming" por métodos convencionales; los productos de degradación de la DEA y el CO₂ a temperaturas elevadas incluyen: hidroxietiloxazolidone-1, dihidroxietilpiperazine, 3-(2-hidroxietil)oxazolidone-2 (HEOD), N, N'bis(2-hidroxi-etil)piperazine) (BHEP) y N,N,N'-tris(2-hidroxietil)etilendiamina (THEED)¹⁷

¹⁶ Rooney P.C; Bacon T.R; Dupart M.S.. March and April 1997. Effect of heat stable salts on methyldietanolamine solution corrosivity part 1 and 2. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

¹⁷ DuPart M.S. and Plaumann D.E.. November 1999. Removing CO₂. Hydrocarbon Processing. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

Diglicolamina agente (DGA) La empresa FLUOR Corp., patentó el proceso diglicolamina agente (DGA).¹⁹ Esta tecnología comenzó a ser comercializada en los años sesentas por la compañía Flúor & Jeferson Co. Un predecesor de la compañía Texaco Chemical y Huntsman Corporation.²⁰ La patente ha expirado y el proceso no tiene cambios aparentes. Siendo una amina primaria la DGA, es un agente muy similar a la MEA; excepto que su menor presión de vapor permite concentraciones de solución más altas; típicamente de 50 a 60%w, resultando sistemas con menor recirculación y menor consumo de energía. DGA se emplea para procesar gas natural y sistemas de refinación en donde la concentración de gas ácido va de 1.5% hasta los 35%. Las presiones de trabajo de este producto cubren prácticamente todo el abanico de posibilidades; desde 75psig, hasta 1000 psig.

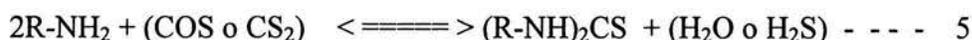
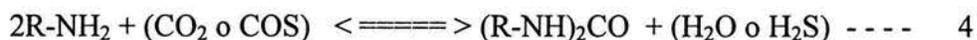
Algunas ventajas de la DGA son:

- Menor capital de inversión y costo operativo debido a una menor recirculación
- Remueve COS y CS₂
- Alta reactividad; se pueden alcanzar las 4ppm a bajas presiones y altas temperaturas
- Alcanza una mayor remoción de mercaptanos en comparación con otras aminas
- Bajo punto de congelamiento
- Excelente estabilidad térmica. Se puede hacer una recuperación atmosférica.

Algunas desventajas de la DGA son:

- No presenta selectividad en una mezcla de gases ácidos
- Absorbe compuestos aromáticos del gas de entrada; lo cual dificulta la recuperación de azufre
- Costo mucho mas alto comparado contra la MEA y DEA

La DGA reacciona con el CO₂ y COS para formar BHEEU, N,N'bis(hidroxi-etoxietil) urea, por la ecuación 4, y con el COS y CS₂ para formar BHEETU N,N'bis(hidroxi-etoxietil) tiourea, por la reacción 5 como se muestra a continuación²¹.



Metildietanolamina (MDEA). En años recientes los solventes formulados a partir de MDEA ofrecidos por diferentes compañías han ganado una porción muy significativa del mercado. La introducción de los solventes formulados base MDEA ha sido la mayor innovación en la industria del tratamiento de gas en la década pasada aunque la MDEA como tal se conoce desde hace mas de cincuenta años. El éxito comercial se debe principalmente a la habilidad de la MDEA para remover selectivamente el H₂S en una corriente que contenga tanto H₂S como CO₂ mientras deja pasar gran cantidad de CO₂ "slip CO₂". Este "slip de CO₂" puede ser de mucha utilidad en aplicaciones donde se requiere de una alta pureza de H₂S entrante a la planta de recuperación de azufre o para aplicaciones que requieren de sólo un manejo moderado del CO₂ y una baja especificación de H₂S (4 ppm H₂S). Originalmente la aplicación de los solventes formulados basados en MDEA fue para

¹⁹ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

²⁰ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

²¹ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

unidades de tratamiento de gas de cola (TGTU) pero el uso de estos solventes ha aumentado a tal grado que ahora desplazan a las aminas primarias y secundarias tanto en sistemas de refinación como en plantas de gas natural a alta presión.

Algunas Ventajas de la MDEA son:

- Alta selectividad del H₂S sobre el CO₂ en aplicaciones de mezcla de gas ácido; esencialmente completa la remoción del H₂S mientras que solo una parte del CO₂ es removida²²
- Baja presión de vapor lo que resulta en menor consumo de solución
- Mucho menor corrosión
- Alta resistencia a la degradación
- Uso eficiente de la energía debido a que puede usarse a concentraciones de hasta 50% lo que minimiza el flujo de amina circulante
- Menores requerimientos energéticos en la regeneración de la solución debido a que su calor de reacción con el H₂S y CO₂ es menor. Los dos puntos anteriores bajan considerablemente los costos de inversión y de operación en una planta nueva / cambio de solvente

Algunas desventajas de la MDEA son:

- Altos costos del producto respecto a MEA, DEA y DGA
- Menor reactividad comparativa
- No puede hacerse una recuperación por métodos convencionales
- Mínima remoción de COS y CS₂²³

Aunque la degradación no es un problema con la MDEA, ciertas circunstancias indican que la MDEA se degrada. Los sistemas TGTU son especialmente vulnerables a la degradación por el SO₂. No solo es notable el incremento de sales térmicamente estables, si no también la aparición de aminas primarias y secundarias. La corrosión es el problema mas grave con la aparición de las sales térmicamente estables; en especial con la presencia de BICINE que es un producto de la degradación de la MDEA que actúa como quelante del metal.

En general existen tres propiedades que definen la viabilidad de uso de una amina, calor de reacción, corrosión y su selectividad hacia el CO₂

Calor de reacción.- Como bien se comentó anteriormente la reacción de absorción del H₂S y del CO₂ es exotérmica y requiere de la misma cantidad de energía para que se pueda regenerar la amina, las aminas que tengan un calor de reacción menor serán susceptibles de regenerarse con mayor facilidad es decir requieren menor consumo de vapor en el rehervido. Esto se puede traducir en un significativo ahorro energético. A continuación presentamos una tabla con los calores de reacción de las aminas más comunes.

²² Stewart Erik and Lloyd Mike. December 2000. Increasing treating capacity, Hydrocarbon Engineering. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

²³ Tunnell Duke. Autumn 1994. Methyldietanolamine a powerful industrial chemical. Petrochemical and Gas Processing, Houston Texas USA.

(referencia de la tabla²⁴)

CALORES DE REACCION (TABLA 5)

Solvente	H ₂ S	CO ₂
MDEA	450 (249)	577 (320)
DEA	493 (273)	650 (360)
MEA	650 (360)	820 (454)

Calor de Reacción - Btu/lb kcal/kg)

En cuanto a la corrosión es también conocido que las soluciones de MEA y DEA tienen una alta corrosión en el sistema a más de 30%w²⁵ es por eso que la concentración de la amina en el sistema es fijada principalmente por la corrosión que pueda generar esta. A la fecha se siguen usando inhibidores de corrosión, pero el uso de éstos es cada vez más regulado por las autoridades ambientales, ya que son manufacturados a partir de metales pesados como el Vanadio, Cromo y Arsénico. Con base en su naturaleza corrosiva las aminas se trabajan a diferentes concentraciones, siendo la MDEA y DGA las que se pueden trabajar a una mayor concentración 50 – 55%w con esto el contenido activo de amina presente en la torre absorbadora es mucho mayor si se compara contra una solución al 30% de DEA; esto tiene consecuencias importantes en el flujo de amina que se maneja ya que en una base de 100 gpm de circulación de DEA al 30% en realidad estamos alimentando 30 gpm de activo mientras que para lograr la misma cantidad de activo circulante en la planta con un producto MDEA al 50% solo se requerirá de un flujo de 60 gpm de amina.

La reducción en los requerimientos de flujo disminuye considerablemente con el uso de una amina primaria (MEA al 20%) o de una secundaria (DEA al 30%) con relación a los de una amina terciaria (MDEA al 50%)²⁶. Una disminución de este tipo, representa una enorme reducción de costos en una planta industrial, en donde los flujos de amina llegan a ser de hasta 1500 gpm, ya que representa no sólo ahorro directo de dinero en la compra inicial de los equipos de bombeo, además de permitir ahorros en la operación, a través de economizar consumo eléctrico.

²⁴ Edwards D.J; Bacon T.R; Dupart M.S.. April and May 1993. Understanding alkanolamine gas treating plants part 1 and 2. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

²⁵ Rooney P.C; Bacon T.R; Dupart M.S.. March and April 1997. Effect of heat stable salts on methyldietanolamine solution corrosivity part 1 and 2. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

²⁶ Edwards D.J; Bacon T.R; Dupart M.S.. April and May 1993. Understanding alkanolamine gas treating plants part 1 and 2. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

(referencia de la tabla²⁷)

CORROSION ASTM DE LAS DIFERENTES SOLUCIONES DE AMINA (TABLA 5)

Solvente	Corrosión - mpy	(mm/yr)
30wt% MEA	32	(0.81)
50wt% DEA	25	(0.63)
15wt% MEA	13	(0.33)
20wt% DEA	8	(0.20)
50wt% MDEA	3	(0.08)
30wt% MDEA	2	(0.05)

²⁷ DuPart M.S. and Abry R.G.F.. April 1995. Amine plant troubleshooting and optimization. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

II APLICACIONES DEL ENDULZAMIENTO

APLICACIONES GENERALES DEL ENDULZAMIENTO

Si bien el proceso girbotol es el más ampliamente usado, éste sufre pequeñas adecuaciones de acuerdo al tipo de servicio de que se trate; especialmente en el tipo de solvente a utilizar. Es muy importante no perder de vista cuál es el objetivo del endulzamiento, es decir el servicio que se requiere, ya que esto definirá prácticamente todo, desde el costo de la unidad, el solvente a utilizar así como que representa el objetivo para las compañías que se dedican a comercializar aminas o solventes selectivos pues de la aplicación y servicio se pueden tener ventajas o desventajas de los productos que se encuentran en el mercado.

A fin de comprender mejor cada una de las aplicaciones de las aminas es importante hacer un estudio detallado de cuáles son las necesidades del sistema; conociendo estas necesidades se puede plantear el uso de una amina específica o el cambio de un producto al otro, las aplicaciones las podemos dividir básicamente en los siguientes sistemas:

- Tratamiento de gas natural con sistemas criogénicos
- Tratamiento de gas natural
- Tratamiento de condensados amargos del gas natural
- Sistemas generales de refinación
- Purificación de hidrógeno
- Unidades de gas de cola TGTU, plantas de recuperación de azufre
- Sistemas de recuperación de gases efecto invernadero (hornos de coque, turbinas de gas)

Antes de entrar en la definición de cada uno de los sistemas de tratamiento, es importante hacer una pequeña clasificación del tipo de gas natural que se trata. El gas natural obtenido a boca de pozo puede ser seco o húmedo. Un gas seco significa que no tiene una gran cantidad de condensables, es decir una gran cantidad de C_5+ sin embargo el gas húmedo cuenta con una gran cantidad de condensables¹. Se pueden obtener gasolinas naturales (naftas o C_5+)² a partir de ambos gases, tanto del seco como del húmedo, si bien uno en mayor grado que el otro y sin duda de ambos se obtiene LPG. La importancia en diferenciar este gas es que generalmente el gas seco es dulce; por lo que no requiere de un proceso de endulzamiento y entra de esta manera a un tren criogénico.

Los sistemas de tratamiento de gas natural que cuentan con un tren criogénico y de fraccionamiento corriente abajo son empleados principalmente para la obtención del gas natural (gas metano), así como para la elaboración de LPG (mezcla propano – butano), etanos (C_2+), recuperación de naftas ligeras (C_5+).

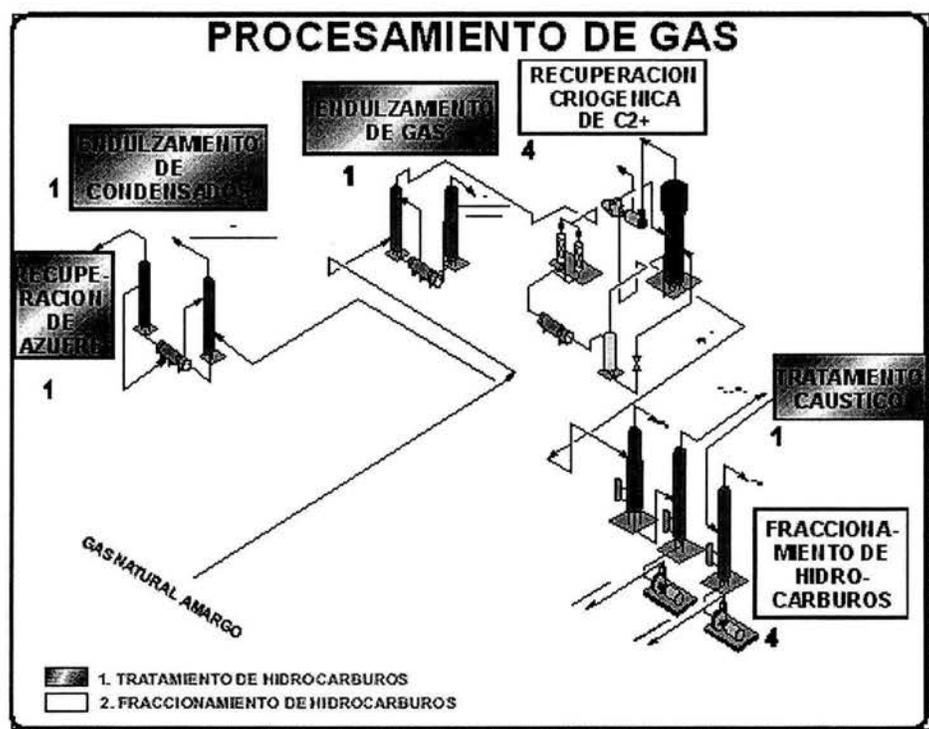
El proceso inicia con el endulzamiento en una planta girbotol, donde el objetivo es retirar todo el ácido sulfhídrico hasta alcanzar una concentración no mayor a las 4 ppm en el gas dulce, y retirar una parte del CO_2 ; se retira la cantidad mínima necesaria de CO_2 para que al entrar la corriente de gas dulce al tren de condensación criogénico no se congele la tubería debido a la presencia del CO_2 , esta es una de las armas que puede tener un vendedor de solventes para ubicar una oportunidad de venta de un solvente selectivo, posteriormente la corriente de gas dulce, libre de H_2S , entra al sistema criogénico, en donde a través del proceso Linde se bajan las temperaturas, en ocasiones hasta $-100^\circ C$, para que de esta manera condense a partir de C_2+ y en adelante. Separando el gas metano que será usado para la venta como gas industrial. Posteriormente la corriente líquida de gas

¹ Nelson Wilbur L. 1975. Petroleum refinery engineering. McGraw-Hill. Houston Texas USA.

² Nelson Wilbur L. 1975. Petroleum refinery engineering. McGraw-Hill. Houston Texas USA.

entra a un tren de fraccionamiento en donde los términos de-etanizadora, de-propanizadora, de-butanizadora, de -i-butanizadora son los nombres de las columnas que destilan por el domo dicho producto. Obteniendo en la última columna las gasolinas naturales, comúnmente conocidas como naftas. De manera esquemática se puede ver en la siguiente figura un diagrama de bloques.

Diagrama de bloques. Tratamiento de gas natural con un sistema criogénico (FIGURA 1)³



En este esquema podemos identificar fácilmente las líneas de paso del gas natural, donde después de la primera condensación se endulzan por separado los hidrocarburos líquidos y el gas natural después de que el gas natural abandona el “endulzamiento de gas” pasa a la planta criogénica; esta es la corriente de gas dulce húmedo entrando al tren de condensación criogénico. Si esta línea tiene un contenido mayor a las 5000 ppm de CO₂ es muy probable que en el momento en que la temperatura baje, la corriente líquida se congele, lo que estropearía por completo el proceso ya que significaría que se tendría que parar la operación de todo el complejo. Para entender mejor la relación de dicha limitante de CO₂ en la línea, desglosemos la sección de endulzamiento en otro diagrama de bloques. Este desglose es prácticamente el proceso de endulzamiento de gas natural el cual se realiza mediante el proceso girbotol⁴.

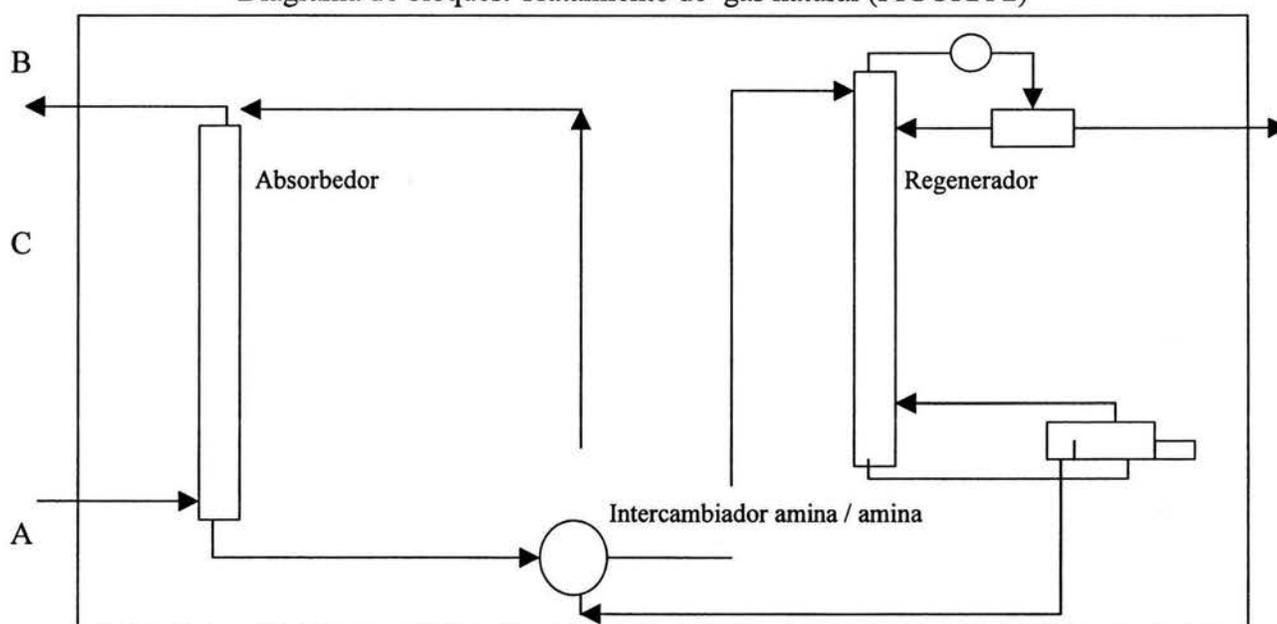
De observar la figura 2, entendemos que requerimos de un solvente que nos proporcione una absorción tanto de CO₂ como de H₂S, la manera más cómoda de hacerlo sería con un solvente que absorbiera la totalidad del CO₂ y del H₂S transfiriéndolo de la corriente A hacia la corriente C; este tipo de solución si existe y se puede usar una solución de dietanolamina o incluso monoetanolamina. Sin embargo esto deja una ventana comercial para las soluciones base MDEA o solventes formulados; ya que éstos estarán constituidos de una mezcla de DEA, MDEA y aditivos (solventes

³ Nelson Wilbur L. 1975. Petroleum refinery engineering. McGraw-Hill. Houston Texas USA.

⁴ Ballard Don. October 1994. How to operate an amine plant. Coastal Chemical Company. Houston Texas USA.

selectivos) para que pueda obtener las 5000ppm como máximo de CO₂ en la línea B ahorrando una gran cantidad de energía, mediante la regeneración de la amina unido al CO₂, lo que significa un ahorro directo de vapor que finalmente se traduce en dinero. Por otro lado la planta tiene la opción de tratar una mayor cantidad de gas de la corriente A, ya que no se ha llegando a una concentración de 4ppm del CO₂ y aun se tenga amina disponible para la absorción y la única limitante será la especificación del H₂S. En el capítulo anterior se puede ubicar de una mejor manera como es que un producto a base MDEA es selectivo hacia el H₂S y no hacia el CO₂, por esto se arman mezclas tanto de DEA como de MDEA, para así poder asegurar el cumplimiento de la especificación de CO₂ con la presencia de DEA y la del H₂S con la MDEA. Finalmente mediante el uso de un solvente selectivo se pueden garantizar las especificaciones de gas necesarias, para que no se congele la línea en el tren criogénico, lo que redundará en ahorro de energía, al mismo tiempo que se puede incrementar la capacidad.

Diagrama de bloques. Tratamiento de gas natural (FIGURA 2)⁵



Los sistemas de tratamiento de gas natural con un sistema criogénico son una práctica muy común en nuestro país y las dimensiones de dichos centros pueden ir desde el tratamiento de apenas 35 millones de pies cúbicos estándar por día (MMSCFD) como es el caso del centro procesador de gas Arenque en el estado de Tamaulipas, hasta complejos petroquímicos con capacidad de 1.8 Billones PCSD como lo es el caso del centro procesador de gas Cactus en el estado de Chiapas, México⁶.

Los sistemas de tratamiento de gas natural que no cuentan con un tren criogénico y de fraccionamiento corriente abajo, no requieren de mantener una especificación de CO₂ a la salida del gas dulce, ya que no existe problema alguno de congelamiento de la línea. Generalmente estos sistemas son pequeños y el gas tratado es empleado para auto consumo, ya que no sería rentable invertir una gran cantidad de dinero en una sección de fraccionamiento, para obtener una pequeña cantidad de LPG o de etano. Los sistemas de este tipo son frecuentemente menores a 30 Millones

⁵ Esquema de proceso propuesto por el autor para fines esquemáticos.

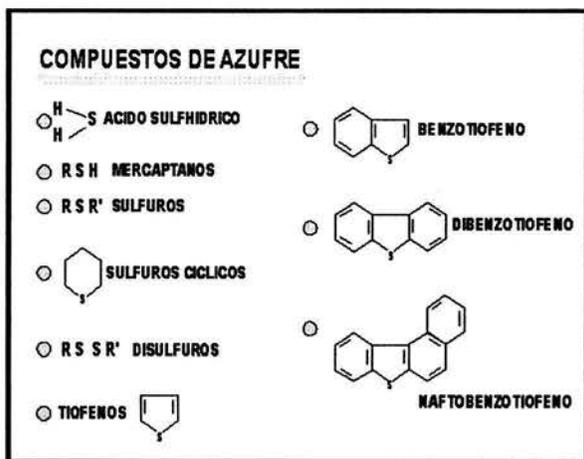
⁶ Información recopilada por el autor en trabajo de campo.

que eliminar las trazas de metano y el etano contenido en ellas, a fin de que la volatilidad de la mezcla baje considerablemente⁹; este proceso se hace en una pequeña torre fraccionadora obteniendo por el fondo C₃+ los cuales se canalizan al tren de fraccionamiento para poder obtener LPG y naftas. Es común encontrar plantas de condensados amargos en los complejos que manejan sistemas criogénicos, pues se aprovecha la sección de fraccionamiento para el tratamiento de las “gasolinas naturales estabilizadas”

Las particularidades de este proceso, nuevamente guían hacia el empleo de soluciones base MDEA sobre las soluciones de DEA o MEA, por una simple razón, a menor peso molecular de las aminas, éstas son más solubles en una corriente de hidrocarburos líquidos.¹⁰ Lo que limita a los sistemas base DEA a una concentración máxima de 20% mientras que los solventes formulados pueden ser empleados a concentraciones tan altas como 45%. Esta diferencia en concentraciones hace que simplemente se tenga una mucho mayor capacidad de tratamiento. No solo se obtiene este beneficio, ya que estos tipos de sistemas son usualmente de un tamaño mediano y por lo tanto los ahorros energéticos, tanto en el vapor como eléctricos son considerables. Por lo que un buen análisis de costo beneficio puede significar la venta de uno u otro producto.

Los sistemas generales de refinación pueden ser muy variados. Se iniciará por explicar en donde se forma el gas amargo en una refinería, ya que existe una gran variedad de puntos donde se genera gas a demás de que en una refinería no se tiene una planta de endulzamiento para cada corriente de gas amargo que existe en el proceso, mas bien hacen una planta que es alimentada por dos o tres corrientes que provienen de diferentes partes de la refinería. Aun así con este tipo de optimización podemos encontrar por lo menos cuatro sistemas de endulzamiento en una refinería de tamaño regular alrededor de los 200,000 BBL/ día.

Compuestos de azufre presentes en el petróleo crudo (Esquema 1)¹¹



Quando el crudo entra a la refinería experimenta una destilación atmosférica (torres primarias) en donde se generan una parte de gas con un buen contenido de CO₂, CO y H₂S. Recordar que el H₂S que se encuentra en las corrientes gaseosas de la refinería es parte del azufre que es eliminado de las

⁹ Nelson Wilbur L. 1975. Petroleum refinery engineering. McGraw-Hill. Houston Texas USA.

¹⁰ Tunnell Duke. Autumn 1994. Methyldietanolamine a powerful industrial chemical. Petrochemical and Gas Processing, Houston Texas USA.

¹¹ Nelson Wilbur L. 1975. Petroleum refinery engineering. McGraw-Hill. Houston Texas USA.

en un solo tren de endulzamiento, ya que la presión en ambas corrientes puede ser fácilmente ajustada. Posteriormente un corte de la destilación al vacío y en algunas ocasiones uno de la destilación atmosférica se llevan a un fraccionamiento catalítico para obtener un mayor rendimiento en gasolinas y la obtención de MTBE, TAME. De este fraccionamiento catalítico se obtienen dos corrientes con muy altos contenidos de H_2S , una de gas que es rica en metano / etano y una corriente líquida de donde se obtiene LPG e incluso etileno y propileno. En los sistemas de FCC se tienen un sistema de endulzamiento para la corriente líquida y la corriente gaseosa¹⁴.

Los fondos de una destilación al vacío se envían a una planta COKER o reductora de viscosidad o a plantas como hidrodesulfuradora de residuales. Donde nuevamente se generan gases ácidos, los cuales son tratados por separado ya que son sistemas que tienen una gran cantidad de contaminantes en el gas como hidrocarburos fácilmente condensados que generan problemas en la operación. Es por esta razón que estos sistemas de endulzamiento se mantienen separados y se prefiere no mezclar las corrientes.

Por último se encuentran los sistemas de hidrodesulfuración, que son sistemas diseñados para bajar el contenido de azufre en los combustibles mediante la hidrogenación directa, lo que genera corrientes ricas en H_2S , estos tipos de corrientes se envían a un mismo sistema de endulzamiento en la refinería. Existen otros dos “posibles” puntos de aplicación del endulzamiento dentro de la refinería, pero estos son considerados como unidades no pertenecientes al proceso de refinación.

Dentro de la refinería existe una gran necesidad por la generación de hidrógeno, aunque en el proceso de reformación, el hidrógeno es producido como un subproducto, existen refinerías que requieren de mas hidrógeno y en el proceso de fabricación de éste es donde se puede encontrar una aplicación mas del endulzamiento¹⁵. También en los sistemas de recuperación de azufre de las refinerías se encuentran las unidades de gas de cola o TGTU por sus siglas en ingles (Tail Gas Treating Unit) pero ambos sistemas serán explicados por separado ya que tienen particularidades que los diferencian en el mercado de las soluciones de alcanolaminas o solventes formulados.

Comprendiendo mejor cual es la naturaleza de la carga de la planta endulzadora en los sistemas generales de endulzamiento de una refinería se puede comprender mejor que tipo de solvente se le puede ofrecer al cliente. En general todos estos sistemas de refinación tienen grandes cantidades de H_2S , CO_2 y CO , uno de los detalles más importantes es que el CO puede llegar a degradar las soluciones de solventes formulados en sales térmicamente estables (STE)¹⁶, lo que genera una restricción para el uso de éstos en algunas condiciones. La gran ventaja que se tiene en los sistemas de refinación es que no existe la necesidad de obtener una especificación de CO_2 como tal y por ende los sistemas pueden ser abordados con un solvente selectivo, sin embargo no se puede usar el tipo de solventes que son aditivados con catalizadores que promueven la reacción hacia el H_2S , ya que la gran cantidad de CO y CO_2 que existe en el sistema acelera la reacción a formar sales térmicamente estables (STE). La formación de STE no es otra cosa mas que la degradación de la solución y se requiere de una gran inversión para recuperar la solución de amina que ha sido degradada. Este es uno de los factores importantes a considerar por los compradores de estos

¹⁴ Gearhart J.A; Good G.J; Jacobs J.H.. September 1974. Refining process handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

¹⁵ Nelson Wilbur L. 1975. Petroleum refinery engineering. McGraw-Hill. Houston Texas USA.

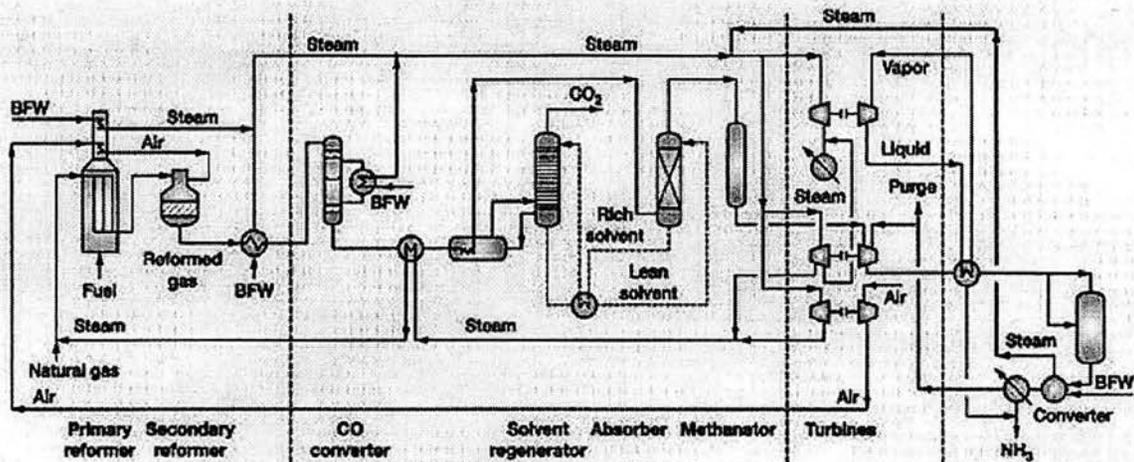
¹⁶ DuPart M.S. and Abry R.G.F.. April 1995. Amine plant troubleshooting and optimization. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

productos y a su vez por los vendedores de aminas genéricas, ya que esto representa una excelente defensa para evitar cargar los sistemas con solventes formulados.

Las plantas de hidrógeno son una de las aplicaciones para las cuales se ha desarrollado recientemente una tecnología en materia de absorción de gases. En este tipo de proceso, a diferencia de querer remover el H_2S , se intenta remover el CO_2 de una corriente de hidrógeno. Las plantas de hidrógeno son ampliamente usadas en hidrogenación de aceites vegetales, fabricación de hierro esponja para oxidar el hierro a óxido de hierro¹⁷, además tienen gran importancia en los procesos de hidrodesulfurización de gasolinas o combustibles en las refinerías. El proceso de producción de hidrógeno es ampliamente usado para a generación de amoniaco mediante la reacción sintetizada de Fisher – Tropsch.¹⁸

Existe una gran cantidad de procesos de fabricación de hidrógeno, pero uno de los mas ampliamente usados es el de “STEAM REFORMING” los productos resultantes son hidrógeno de alta pureza, mayor al 99% con menos de 10ppm de CO_2 .

DFP para la producción de hidrógeno STEAM REFORMING (FIGURA 5)¹⁹



La carga en este tipo de procesos puede ser desde gas natural, gas de refinería, propano, butano y nafta. Los pasos en este proceso son: a) desulfurización b) reformación c) conversión del CO d) remoción de CO_2 y e) metanación.

La desulfurización es necesaria para evitar el envenenamiento del catalizador y puede ser tan simple como una sencilla absorción en carbón activado, hasta una reacción con óxido de zinc, este paso depende principalmente de la naturaleza de la materia prima y de su contenido de azufre. Para el siguiente paso, la carga se hace reaccionar con vapor súper calentado en un lecho catalítico de níquel a $850^{\circ}C$. El gas reformado contiene en este momento hidrógeno, CO, CO_2 y un exceso de vapor. Este gas es enfriado y se pasa por un convertidor en donde el CO reacciona con el vapor para producir hidrógeno y CO_2 , este convertidor es igualmente un lecho catalítico, pero de dos pasos con un paso intermedio de enfriamiento.

¹⁷ Operación de la planta de Fierro esponja en planta HYLSA Puebla y Monterrey

¹⁸ Mcketta J. John. *Ullmann's Encyclopedia Volume 4*. Wiley-VCH. New York USA.

¹⁹ Cunningham A. William. *Encyclopedia of chemical processing and design*, Vol 3. Marcel Dekker INC. New York USA.

El objetivo es obtener un gas libre de CO, entonces es cuando entra el proceso de endulzamiento, ya que se tiene una corriente de hidrógeno rica en CO₂, esta sección de endulzamiento puede tener diferentes formas, pero el objetivo es retirar la totalidad del CO₂ de la corriente de hidrógeno, usualmente la especificación manejada es < 50ppm de CO₂. Finalmente para asegurarse de que el hidrógeno quede libre de CO₂, la corriente de gas se calienta y se hace reaccionar sobre un catalizador de níquel para convertir el CO₂ remanente en metano, esta sección se conoce como metanación.

Este tipo de endulzamiento entra en controversia para los vendedores de solventes selectivos, pues a lo largo de este trabajo se ha comentado que los solventes base MDEA no reaccionan con el CO₂, incluso esto es lo que se oferta como una ventaja competitiva en el mercado. Inicialmente estos sistemas eran diseñados para trabajar con un sistema de carbonato de potasio con una pequeña concentración de MEA (monoetanolamina). La siguiente generación de endulzamiento fue un proceso girbotol con una solución al 40% de MEA inhibida, es decir con una alta concentración de inhibidores de corrosión, sin embargo fue una práctica poco usual ya que las altas concentraciones de la MEA generan “Stres Corosion Cracking”²⁰ poniendo en riesgo la operación de la planta, además de que se emplea una gran cantidad de metales pesados como inhibidores de corrosión y por ende se regresó a los sistemas combinados de carbonato de potasio “Hot – Pot”.

En la actualidad ninguno de estos sistemas es empleado, ya que el desarrollo de nuevas tecnologías como la de membranas, permite una optimización del espacio y de la operación²¹. Pero queda un nicho de mercado en todas las plantas construidas con tecnologías de Hot-Pot o MEA las cuales son susceptibles de cambio a las nuevas formulaciones de solventes.

Las nuevas tecnologías de solventes basan la absorción del CO₂ sobre la MDEA elevando la eficiencia de la reacción del carbamato (capítulo 3) usando catalizadores que promuevan esta reacción. Recuérdese que no existe mejor amina que la MEA para la absorción del CO₂ debido a su naturaleza química, desafortunadamente para la MEA esta es muy corrosiva y es una de las principales razones por la cual se ha sacado del mercado; sin mencionar que los ahorros energéticos son por encima del 40%. Lo que debe de quedar en la mente del agente comercializador de solventes es que no puede obtener una especificación menor que con la MEA, pero que guiando el proyecto hacia la optimización de reducción de tiempos de paro por problemas de corrosión o de ahorros energéticos es mucho más factible que se tenga éxito en la venta.

Los sistemas de carbonato de potasio tienen una limitante para que puedan ser convertidos al empleo de solventes selectivos, esta limitante es al mismo tiempo una de las razones de cambio. Los sistemas Hot-Pot son sistemas que trabajan a temperaturas de absorción mayores, donde las alcanolaminas no pueden trabajar (las aminas no pueden absorber gases ácidos por arriba de los 50°C) en controversia la cantidad de energía para regenerar la solución de carbonato de potasio es excesiva y genera una ventana a los sistemas de alcanolaminas, ya que se pueden obtener buenos ahorros económicos en la operación de la planta. Sin embargo se tienen que hacer adecuaciones al proceso y esto implica algo mas que una simulación; se requiere de realizar una ingeniería básica para enfriar las corrientes de gas de entrada y dos corrientes del proceso, la viabilidad del proyecto quedará definida por el monto de la inversión en el sistema de enfriamiento vs ahorro energético en

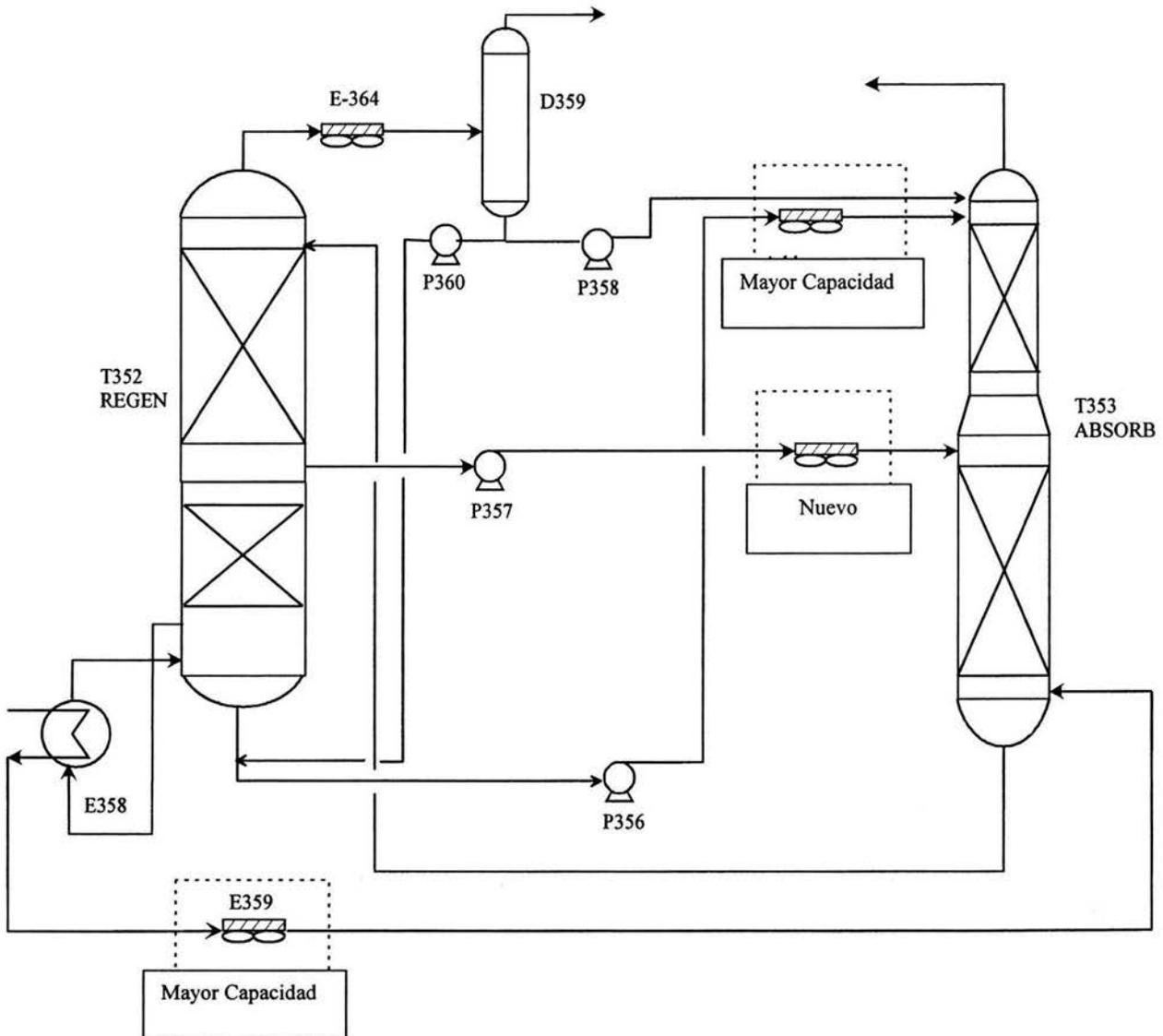
²⁰ Schillmoller C.M.. June 1986. Amine stress cracking causes and cures. Hydrocarbon Processing. Schillmoller associates materials consultants. Houston Texas USA.

²¹ Tecnología de la planta “CARMITO” operada por Halliburton Co. En Reforma Chiapas

la operación de la planta con una ventaja extra, que ofrecen las alcanolaminas vs carbonato de potasio y el aumento de capacidad de proceso.

(referencia de la tabla²²)

Diagrama de intervención para un sistema Hot-Pot (FIGURA 6)



Las unidades de gas de cola, como se mencionó, son sistemas que se encuentran dentro de las refinerías, pero se les considera como un servicio, también se comentó que después del proceso girbotol se encuentra una sección de recuperación de azufre. El sistema de recuperación de azufre en ocasiones no alcanza más del 99.5% de eficiencia quedando una pequeña corriente rica en H₂S, la

²² Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

parecido con los sistemas de absorción en plantas de Hidrógeno, pero éstos trabajan a bajas presiones, lo cual hace más difícil la remoción del CO₂. En México existen muy pocas aplicaciones de este tipo sin, embargo la creciente presión ambiental mundial ha generado un nicho de mercado y las compañías fabricantes de alcanolaminas deberán de estar atentas de quienes podrían ser los clientes potenciales, exponerles el proyecto y afianzar una relación a largo plazo.

En el presente esquema se visualiza como se puede tener la recuperación de CO₂ de la generación de energía eléctrica mediante el esquema de ciclo combinado.

COMPARACIÓN EN UN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS

Sólo es posible medir las comparaciones entre las diferentes aminas una vez que un sistema vacíe su carga inicial y recupere niveles con una nueva solución de producto, solo de esta manera se podrá medir el verdadero desempeño de cada solución. Generalmente los valores que se buscan son: capacidad de absorción, incremento de la capacidad del proceso, flujo de amina, requerimientos térmicos del sistema (costo de vapor), sin embargo en algunos casos bajar la carga de la solución de amina representa una inversión millonaria²⁶. Existen sistemas que contienen alrededor de cuatrocientos mil litros de solución, además de que se requiere de una gran cantidad de tiempo para sacar de operación una planta de tratamiento de gas, lo que representa un costo mas elevado, representado por la pérdida de la producción. Con base en esta filosofía las diferentes compañías que comercializan aminas se arman de expertos técnicos con simuladores de procesos comerciales o simuladores que fueron desarrollados con tecnología propia. La idea de tener los simuladores es que se puede predecir cual sería el comportamiento bajo las mismas circunstancias de proceso para dos soluciones de aminas diferentes, sin que esto afecte directamente algún costo de la compañía que procesa el gas o sin que esto represente un peligro para la producción de dicha compañía.

Puntos de comparación.- Para comparar a las aminas involucradas directamente en el proceso de endulzamiento, lo recomendable es compararlas desde dos perspectivas diferentes; el primer punto son unidades nuevas, que representan inversiones de capital; en el segundo caso se trata de plantas que se encuentran trabajando con un producto A y quieren cambiar a B por que ofrece ciertos beneficios. En ambos casos existe una relación muy cercana entre las condiciones de operación, el tipo de amina, así como las áreas de oportunidad para el proceso.

INTERACCION PROCESO - NATURALEZA DE LA ACANOLAIMNA (TABLA 1)

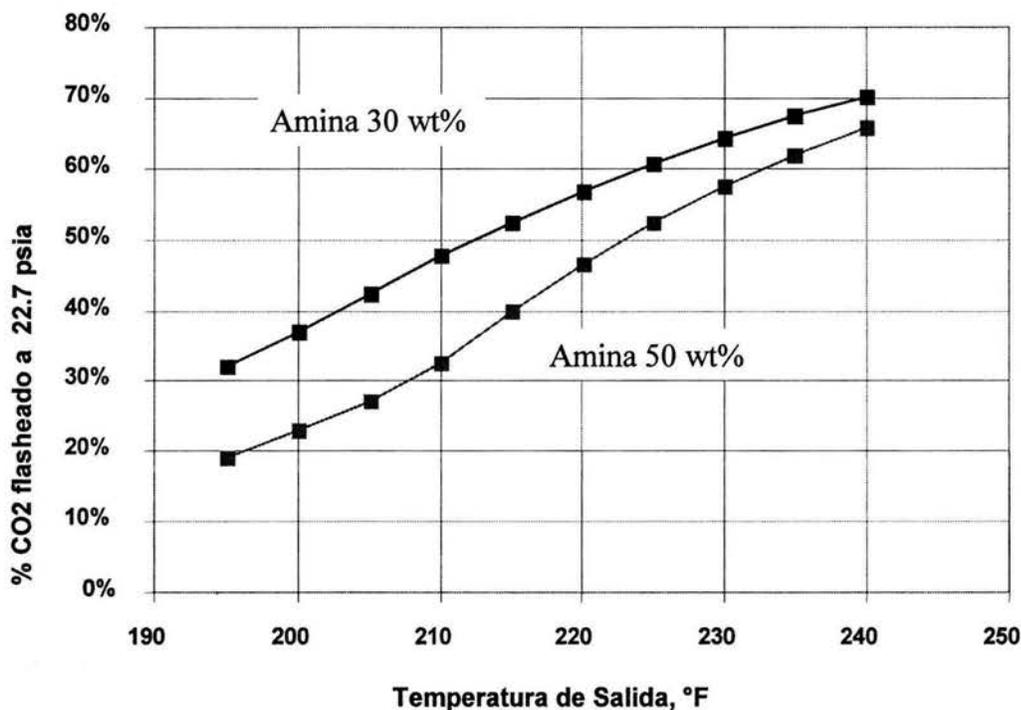
OPORTUNIDADES DE MEJORA	OPERACIÓN EN PLANTA	PROPIEDADES DE LA AMINA
CORROSION	ARRASTRES EN AMINA RICA	CAPACIDAD DE ABSORCIÓN
CALIDAD EN PRODUCTO	4 ppm MAX H ₂ S EN EL GAS DULCE	CAPACIDAD DE ABSORCIÓN
ENERGIA DEL SISTEMA	ENERGIA ELECTRICA	FLUJO DE AMINA
ENERGIA DEL SISTEMA	CRGA TÉRMICA EN EL REHERVIDOR	ENERGIA DE REGENERACIÓN DE LA AMINA
CAPACIDAD DE PROCESO	OPERACIÓN GLOBAL DE LA PLANTA	DESEMPEÑO GLOBAL DE LA AMINA
CAPITAL DE INVERSIÓN	CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA	DESEMPEÑO GLOBAL DE LA AMINA

²⁶ DuPart M.S. and Abry R.G.F., April 1995. Amine plant troubleshooting and optimization. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

Los arrastres en la amina rica son reglas bien establecidas a lo largo de los años por la industria petrolera; en donde se especifican para cada tipo de amina la máxima cantidad recomendable de gas ácido que debe de absorber una alcanolamina (los arrastres máximos recomendados para las amina genéricas son MEA 0.30 – 0.35 mol / mol, DEA 0.35 – 0.40 mol / mol y MDEA o solventes base MDEA 0.45 – 0.55 mol / mol.)²⁷. La razón de esto es que si uno sobrepasa esta relación, con pequeños cambios en la presión o ligeros incrementos de temperatura se puede provocar un “flasheo” de gases ácidos, principalmente CO₂; es decir que se desorban el H₂S y el CO₂, los cuales, en presencia del agua formarán ácidos que generarán corrosión en el sistema.

(Referencia de la figura²⁸)

Intercambiador amina / amina (Figura 8)



Un ejemplo se encuentra en plantas donde se decide ir mas allá de la capacidad nominal de operación de la planta, sometiendo a la solución de amina a arrastres muy por arriba de los recomendados. En este caso en el lado caliente del intercambiador amina / amina se llegan a desprender gases ácidos que originan corrosión²⁹ (La figura 8 muestra como al aumentar la concentración de amina en la solución se abate la cantidad de CO₂ desprendido después del tanque flash). El verdadero problema que representa la corrosión es el que se tengan que perder tres o

²⁷ Edwards D.J; Bacon T.R; Dupart M.S.. April and May 1993. Understanding alkanolamine gas treating plants part 1 and 2. Hydrocarbon Processing. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

²⁸ DuPart M.S. and Abry R.G.F.. April 1995. Amine plant troubleshooting and optimization. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

²⁹ Ball Haward T.. October 1989. Design and operation of amine Units, Coastal Chemical Company. Houston Texas USA.

cuatro días de producción, al parar la planta de una manera no programada y reparar el intercambiador de calor. La corrosión no solo es generada por los altos valores de arrastres, aunque una mala operación en estos valores genera una corrosión muy acelerada en el sistema; también es generada por la naturaleza de la amina a determinadas condiciones de concentración, presión y temperatura. Hoy en día la corrosión es medida por medio de pérdida de peso en cupones o probetas que se encuentran dentro del sistema de endulzamiento, colocadas en puntos clave como lo son los intercambiadores de calor, las torres absorbedoras y los rehervidores. Con base en la corrosividad de las aminas es que se plantean concentraciones máximas de operación en los sistemas, ya que se podría proponer una concentración de MEA al 40% pero representaría una operación altamente agresiva, pues la corrosión se elevaría por arriba de las 32 MPY. Finalmente el efecto de corrosión lo integran tanto la naturaleza de la solución como la operación de la planta limitada por la capacidad de absorción de la amina.

La calidad del producto entregado viene directamente definida por la aplicación que se tenga en el sistema de tratamiento de gas. Pero de manera general se debe de cumplir con menos de 4 ppm de H₂S en la corriente tratada. El obtener este valor requiere mas que de una capacidad de absorción, aquí se encuentran involucrados todos las variables de operación; pero se puede mencionar que a mayor capacidad de absorción del solvente, este tiene mejores oportunidades de cumplir con la especificación³⁰.

Los requerimientos energéticos se pueden medir directamente en dos puntos³¹ de la planta a) consumo eléctrico por las bombas y b) flujo de vapor al rehervidor. Para el caso de las bombas estas se ven directamente afectadas cuando ya no se requiere de la misma cantidad de flujo de solución de una amina para mover la misma cantidad de producto activo, consideremos la MEA al 20% como máximo y los sistemas MDEA a 50% de concentración, el flujo de amina en el sistema MDEA siempre será 40% menor basado solo en las concentraciones del producto activo. Para el caso del consumo de vapor este puede ser un poco engañoso; pues la solución se encontrará hirviendo alrededor de la misma temperatura con cualquier tipo de amina (alrededor de 120°C) pero el flux de calor es lo que definirá la habilidad de la amina para regenerarse, es decir la cantidad de BTU/h transferidos del vapor a la solución de amina es directamente proporcional al flujo de vapor. Entonces de acuerdo a los calores de reacción de las diferentes aminas, que es la diferencia principal para calcular el consumo de vapor en un rehervidor, el sistema requerirá mas o menos flujo de vapor para poder regenerar la amina que se encuentra en el sistema, las comparaciones hechas anteriormente pueden mostrarse directamente con la ayuda de un simulador de procesos; tomado en cuenta el mismo proceso a las mismas condiciones de operación para tres tipos de aminas obtenemos los siguientes resultados:

EJERCICIO 1:

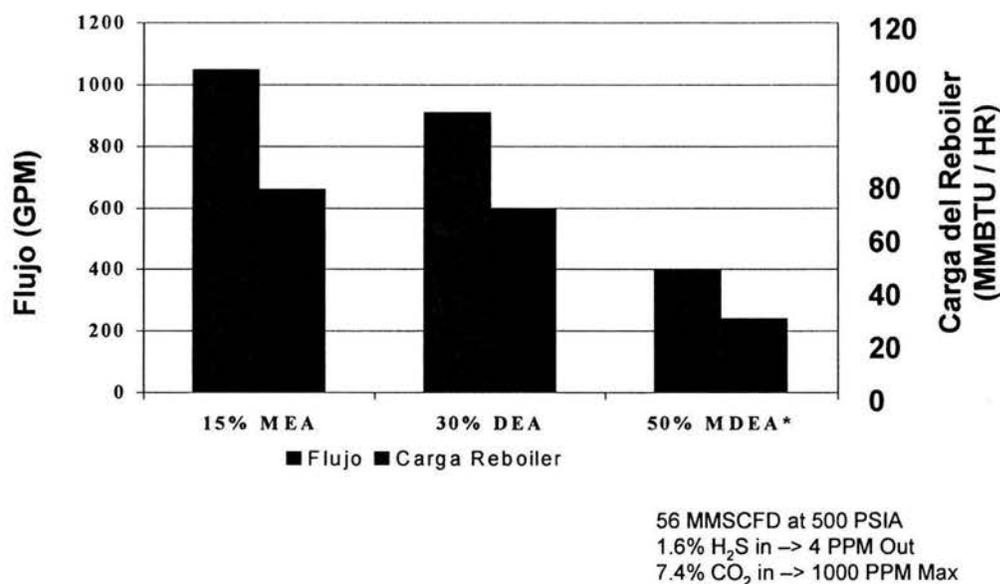
Datos de entrada: Planta de gas natural, proceso girbotol típico con 20 platos en la torre absorbedora y 22 platos en la torre regeneradora; la capacidad nominal de la planta es de 60 MMPCSD a una presión de 500psia y una concentración de entrada de H₂S de 1.6 y de 7.4% de CO₂, las especificaciones con las que se debe de cumplir son H₂S < 4ppm y CO₂ máximo 1000 ppm en el gas dulce, los resultados de dicha simulación se plantean en la siguiente figura, donde las variables a considerar son el flujo de la amina y larga térmica del rehervidor.

³⁰ Edwards D.J; Bacon T.R; Dupart M.S.. April and May 1993. Understanding alkanolamine gas treating plants part 1 and 2. Hydrocarbon Processing. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

³¹ Stewart Erik and Lloyd Mike. December 2000. Increasing treating capacity, Hydrocarbon Engineering. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

(Referencia de la tabla³²)

Comparación de Aminas (Figura 9)



Interpretación de los resultados. En esta última gráfica se puede observar el desempeño de tres aminas: dos de ellas genéricas contra un solvente formulado base MDEA* (Gas/Spec CS-1)³³ la reducción en el flujo de amina al absorbedor entre la MEA y la MDEA es alrededor de 600 GPM menos, una reducción de alrededor del 50% , lo que representa fácilmente el flujo de una bomba. Los ahorros energéticos medidos en la carga del rehervidor son de alrededor del 75% entre la MEA y el solvente base MDEA. Con este ejercicio se puede entender de una mejor manera que para realizar el mismo trabajo: endulzar 56 MMPCSD, se puede hacer con diferentes soluciones y con diferentes requerimientos energéticos.

No se debe de perder de vista que en este ejercicio existen dos enfoques a) si fuese una planta para construcción o b) si la planta estuviera operando actualmente con MEA y se quiere evaluar un cambio a otro solvente.

Si estuviese en el caso a): la respuesta sería más fácil, pues de considerar una bomba con una capacidad de 1200 GPM a considerar una capacidad de 400 GPM existe una gran diferencia en costo; sin mencionar que los diámetros de la torre absorbidora sería mucho menor, ya que se está reduciendo el flujo de líquido entrando.

Ahora si se tratase del caso b): las capacidades de bombeo de amina y las capacidades térmicas en los rehervidores no se cambiarían, ya que son equipos instalados, se recomendaría su uso para poder incrementar la capacidad de la planta. Hasta el siguiente cuello de botella que en la mayoría de los

³² Stewart Erik and Lloyd Mike. December 2000. Increasing treating capacity, Hydrocarbon Engineering. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

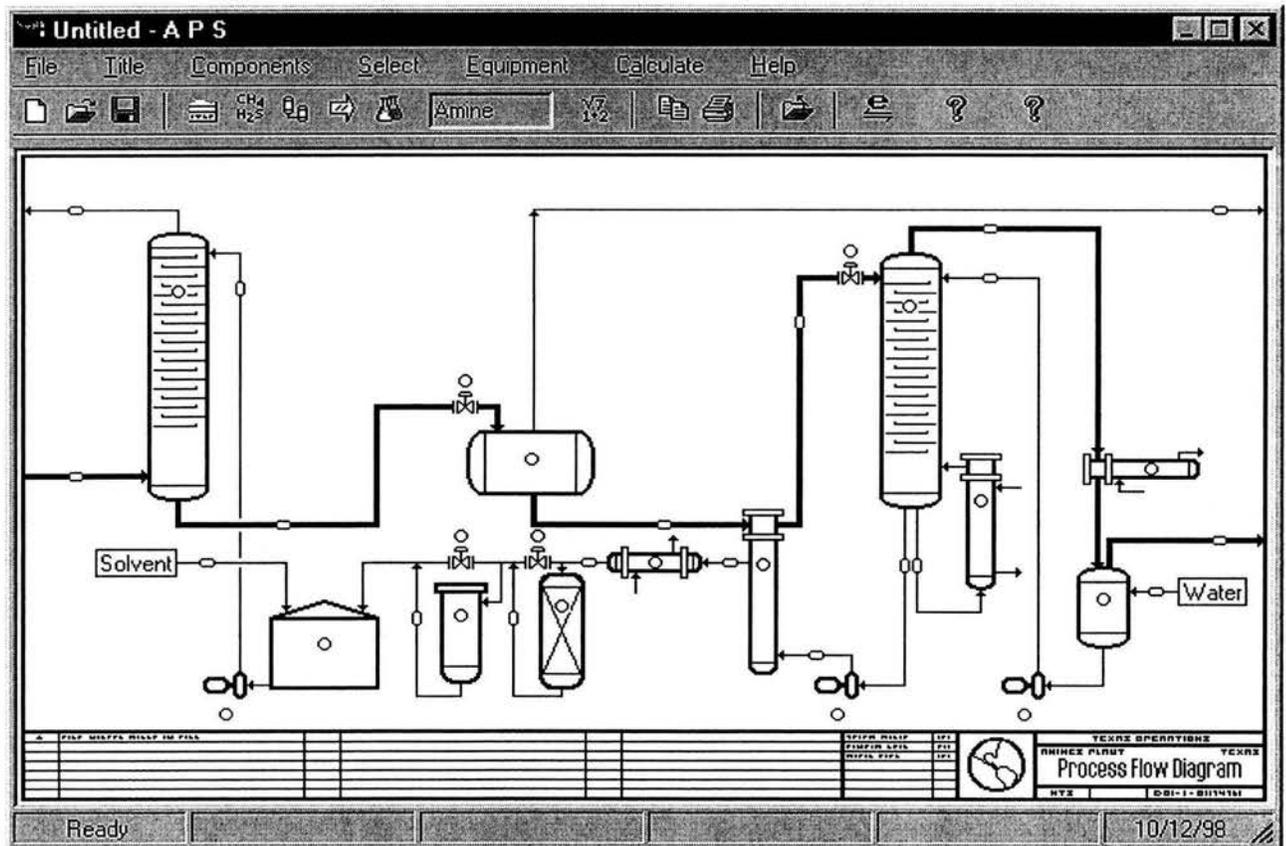
³³ Stewart Erik and Lloyd Mike. December 2000. Increasing treating capacity, Hydrocarbon Engineering. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

casos es la curva de inundación de la torre absorbadora, pero este pequeño cambio permite incrementos en hasta 30% la capacidad de producción. Claro siempre y cuando exista una disponibilidad para tratar mas gas.

Ahora considerar el cambio inmediato no sería tan fácil pues se tendría que realizar un análisis costo beneficio; recordemos que las formulaciones base MDEA* son mucho más costosas y que el cambio no solo representa empezar a comprar nuevo producto, sino se debe de considerar el costo de la carga inicial del sistema que por lo general representa la compra del volumen que se adquiere en un año de solvente; pero de esto se hablará detalladamente al final de este capítulo en donde se presentan casos reales para las dos opciones, construcción y cambio de solvente a una planta.

Los equipos de simulación de procesos.- Estos tipos de programas pueden ser de gran ayuda, siempre que se les emplee adecuadamente. Se pueden hacer una infinidad de estudios sobre costos e incrementos de capacidad apoyados con un simulador de procesos, pero se debe comprender, que el mostrar las diferencias en cuanto a costos e incrementos de capacidad no los genera el simulador. Se tienen que hacer las simulaciones para así poder concentrar la información y finalmente traducirla a indicadores de desempeño.

Diagrama de la pantalla de un simulador de procesos (FIGURA 10)³⁴



Se define un simulador de procesos como un modelo matemático conteniendo ecuaciones de estado que proporcionarán una idea de cual será el comportamiento de un proceso ante la manipulación de sus variables.

³⁴ Simulador de procesos APS cortesía de INEOS Oxide LLC

Realizar una comparación de los diferentes solventes formulados que existen actualmente en el mercado para poder construir una planta nueva de tratamiento requiere mas que de una simulación y en el caso de la operación global de la planta requiere aun de un mejor análisis. La importancia del área comercial en este tipo de productos estriba en mostrar los beneficios que ofrece un producto sobre el otro valiéndose de herramientas como son los simuladores de procesos o las pruebas industriales.

ESTUDIOS DE AMINAS PARA DISEÑO DE PLANTAS NUEVAS

En este apartado se tratará de hacer un resumen de los capítulos dos y tres del presente trabajo, ilustrándolo en el siguiente estudio sobre la construcción de una planta endulzadora.

Antecedentes³⁵:

Existe una compañía petrolera que está dispuesta a invertir en una nueva planta de fraccionamiento catalítico, en este momento, para los comercializadores de alcanolaminas esto representa la oportunidad de una venta, y mejor aun, representa la posibilidad de la venta de la carga inicial de un sistema de endulzamiento. Generalmente las cargas iniciales son más llamativas, ya que representan la venta en una sola exhibición, del volumen que la planta podría comprar en un año de operación. Ciertamente todas las unidades de fraccionamiento catalítico requieren de una unidad de endulzamiento ya que se generan dos corrientes una líquida y otra gaseosa.

Inicio del Proyecto:

Resulta que la compañía petrolera ya tenía desarrollada la ingeniería básica de tiempo atrás y que solo se requiere de terminar la ingeniería de detalle y posteriormente iniciar la construcción. Durante el desarrollo de la ingeniería básica se consideró como solvente a la dietanolamina (DEA) lo cual hace prácticamente imposible que un vendedor que oferta un solvente selectivo pueda reemplazar la especificación de la DEA. Por esto se requiere de tener un vendedor técnico bien capacitado, pues el trabajo de la comercialización será hacer ver al cliente los beneficios, expresados en dinero, que obtendrá al cambiar de un producto a otro.

Estudio Presentado:

Se tienen las siguientes corrientes a tratar, no existe limitante alguna ya que la planta será de nueva creación. Las restricciones existentes son las especificaciones con las cuales se tienen que entregar los productos o corrientes tratadas, estas son que tenga un contenido de H₂S menor o igual a 4ppm.

Búsqueda de Resultados:

Debe quedar claro que lo más relevante en la construcción de este tipo de plantas son los costos de inversión y los de operación. Es por eso que los resultados de la simulación estarán enfocados en diámetros nominales de las torres absorbedoras y regeneradoras, ya que son los equipos más costosos, flujo de amina requerido para el servicio, pues este valor nos indicará la capacidad de la bomba requerida, carga térmica en el rehervidor, este representa uno de los costos más grandes de operación que es el consumo de vapor. Finalmente se presenta el consumo eléctrico, es importante considerarlo también.

³⁵ desarrollo de un programa de investigación conjunta or el autor y la compañía PEMEX Refinación para el tren de endulzamiento U-600 en el interior de la refinería General Lázaro Cárdenas, Minatitlan Veracruz.

Características de las corrientes a endulzar (Tabla 2)^{36 37}

Corriente GAS		Corriente Líquida	
Flujo	9.73 MMSCFD	Flujo	8601 BBL/D
Temperatura	37° C	Temperatura	43° C
Presión	179 PSIA	Presión	250 PSIA
Elemento	(% mol)	Elemento	(% mol)
CO2	1.1135	CO2	0
H2S	9.9719	H2S	1.08446
Agua	0.2274	Agua	0.0008
Hidrogeno	28.312	1-Buteno	52.20037
Metano	26.3151	Propileno	41.5954
Etano	12.2139	Propano	4.5729
Etileno	11.7835	Pentano	0.3874
Nitrógeno	6.7783	Etano	0.149
Propileno	2.3468	Etileno	0.0071
Otros	0.9376	Otros	0.00257

Resultados:

Observando los resultados de la simulación (ver tabla 3), se puede establecer que se obtiene un ahorro de prácticamente 34% en los diámetros nominales de las torres; 50% de ahorro en el flujo de amina, que se traduce en un ahorro neto del 63% del consumo eléctrico; un 55% promedio en el ahorro de área de transferencia de calor; una reducción por mas del 47% en ahorros de vapor.

De los anteriores datos se deriva que no se requiere de un estudio económico para saber que con el empleo de una solución base MDEA la compañía petrolera se ahorrará una fortuna en la inversión de capital. Como regla de dedo se maneja que la inversión de capital se puede reducir en 30% cuando se emplean soluciones base MDEA a soluciones de DEA.

En los detalles de la simulación se puede observar los arrastres de la amina rica y pobre, estos no han sido modificados y se encuentran ajustados a las capacidades de absorción de los diferentes tipos de amina; los números de platos en el absorbedor y el regenerador son especificados, así que no forman parte de las variables de control. Finalmente las simulaciones son llevadas a replica; es decir que se cumple con la cantidad de gas y de líquidos endulzados a las especificaciones acordadas y los ahorros encontrados son resultado directo de la eficiencia de endulzamiento de cada solución. Seguramente se preguntaran por que se especifica la DEA al 20% mientras que la MDEA al 40%, la respuesta es sencilla y se toco en el capítulo 1; las soluciones de DEA son mucho mas corrosivas que las de MDEA y no pueden rebasar esta concentración.

Conclusión:

Regresando a la comercialización del producto; el precio en esta ocasión no hará mucha diferencia, pues los ahorros que se obtienen son simplemente mucho mayores que lo que pueda costar mas la

³⁶ Condiciones del gas de entrada cortesía PEMEX Refinación, Refinería Minatitlan, Planta FCC-1

³⁷ concentraciones expresadas en % mol

MDEA sobre la DEA, claro siempre hay que verificar encontrarse dentro de los precios de mercado pues esto puede dejar fuera de una venta a cualquiera. Se puede comprobar como el efecto neto de usar un producto u otro tiene una repercusión económica grande en el proyecto, en esta ocasión la compañía que vende DEA tendrá que ofertar algún producto similar base MDEA o un extra “PLUS” como servicio técnico para lograr defenderse de la competencia.

Resultados de simulación DEA Vs MDEA (Tabla 3)³⁸

Simulación #	1	2	
	Parámetros	Parámetros	DEA Vs MDEA
Tipo de Amina	DEA	MDEA	
Concentración de la Amina	20%	40%	
Flujo de Gas al Absorbedor	9.73 MMSCFD	9.73 MMSCFD	
Flujo de Líquido al Absorbedor	8601 BBL/D	8601 BBL/D	
Concentración de H ₂ S a la Salida de la Corriente Gas	1.59 PPM	1.55 PPM	
Concentración de H ₂ S a la Salida de la Corriente Liq.	3.98 PPM	3.88 PPM	
Diámetro nominal en Absorbedor Gas	4.5 ft	3 ft	33%
Flujo de Amina requerido Absorbedor Gas	425 GPM	143 GPM	66%
Numero de Platos Absorbedor Gas	20 Platos	20 Platos	
Arrastres totales en amina Rica Salida absorbedor Gas	0.2962 mol/mol	0.448 mol/mol	
Diámetro nominal en Absorbedor Líquidos	5.5 ft	5 ft	9%
Flujo de Amina requerido Absorbedor Líquidos	50 GPM	25 GPM	50%
Altura Empacada Absorbedor de Líquidos	39 ft	39 ft	
Arrastres totales en amina Rica Salida absorbedor Liq.	0.2933 mol/mol	0.3234 mol/mol	
Diámetro nominal del Regenerador	3.5 ft	2.3 ft	34%
Numero de platos del Regenerador	20 Platos	20 Platos	
Arrastres totales en amina pobre	0.003 mol/mol	0.003 mol/mol	
Carga térmica en el Intercambiador Amina - Amina	21.5 MMBTU/h	6.725 MMBTU/h	69%
Área calculada para el Intercambiador Amina - Amina	7351 ft ²	2292 ft ²	69%
Carga térmica en el Condensador	2.88 MMBTU/h	2.694 MMBTU/h	7%
Área calculada para el Condensador	328 ft ²	306 ft ²	7%
Carga térmica en el Rehervidor	13.54 MMBTU/h	7.195 MMBTU/h	47%
Área calculada para el Rehervidor	3746 ft ²	2266 ft ²	40%
Carga térmica en el enfriador de Amina	9.38 MMBTU/h	3.701 MMBTU/h	61%
Área calculada en el enfriador de Amina	1641 ft ²	598 ft ²	64%
Capacidad de la Bomba Amina Pobre	70 Hp	25 Hp	64%
Capacidad de la Bomba Booster	25 Hp	10 Hp	60%
Consumo eléctrico de las Bombas	72 Kw /h	27 Kw /h	63%
Consumo de Vapor Total al rehervidor	14,578 Lb/h	7,746 lb/h	47%

³⁸ Resultados propuestos por el autor en una modelación numerica “simulación” con los datos anteriormente descritos

ESTUDIOS DE AMINAS PARA CAMBIO DE TIPO DE SOLUCIÓN EN PLANTAS EXISTENTES

Cuando se pretende vender otra marca u otro tipo de alcanolamina, en plantas que ya existen y se encuentran operando con una solución determinada de alcanolaminas, la tarea y el estudio será con un enfoque diferente. La primera pregunta que debe hacerse el agente comercializador es ¿cuál sería la razón por la que el cliente quiera cambiar de producto? Si una de las razones de cambio es la búsqueda de un incremento de capacidad, entonces es muy probable que se pueda lograr la venta, por que si se enfoca solo al ahorro energético, un estudio de factibilidad económica saldrá en contra, ya que el costo de la carga inicial es considerado una inversión, debido a la cantidad de dinero de que se trata. Claro existe otra opción, que es bajar el precio de la carga inicial para que el estudio de factibilidad económica de positivo, pero esta es una decisión más difícil ya que se puede afectar todo el esquema de precios en el mercado.

Antecedentes³⁹:

Una compañía de tratamiento de gas natural tiene una planta con capacidad nominal de 115 MMSDFD, operando con DEA; la compañía ha comentado no tener mayor disponibilidad de gas en el corto y mediano plazo, sin embargo se busca la posibilidad de cambiar de solvente. Esta planta cuenta con un tren criogénico que tiene una restricción muy grande en la especificación de CO₂, la cual se debe mantener por debajo de los 50ppm, de igual manera la especificación del H₂S es mantenerla por debajo de las 4ppm.

Inicio del Proyecto:

En una primera visita a la planta se observa que no es recomendable mezclar los productos es decir ir reponiendo un producto sobre el otro a medida que se va consumiendo por que las velocidades de consumo son tan bajas que tardarían mas de 3 años en alcanzar un 30% de reposición de solvente. Este dato es muy importante ya que la venta será enfocada al total del inventario circulante de solución. Se comparan los datos de la planta como: número de platos de las torres, diámetros, capacidad térmica existente, cuales son los máximos flujos de amina, etc. Es importante en este estudio poder reproducir las condiciones actuales con el simulador, ya que obteniendo esto se puede hacer el cambio de solución (solvente formulado) en el simulador y observar numéricamente cuales serian los resultados de la simulación e interpretarlos para así poder hacer una oferta al cliente bajo una base sólida⁴⁰.

Estudio Presentado:

La solución propuesta es un solvente formulado de la nueva generación capaz de remover el CO₂ a concentraciones por debajo de las 50ppm y al mismo tiempo manejar una especificación de 4ppm de H₂S. Los datos alimentados al simulador son los siguientes (ver Tabla 4)

³⁹ Desarrollo de u programa conjunto por el autor y por la compañía PEMEX Gas y Petroquímica Basica para el aprovechamiento de la corriente de gas "TRONCAL" en Poza Rica Veracruz.

⁴⁰ Información obtenida y desarrollada por el autor en trabajo de campo.

Valores iniciales para la simulación (tabla 4)⁴¹

Características de Gas: Configuración de la Planta					
Flujo de Gas	115 MMSCFD	Diámetro nominal del absorbedor 1	11 ft	% de inundación permitido en platos	80%
Temperatura	20°C	Numero de platos en absorbedor 1	28	Máximo flujo de amina disponible	2224 GPM
Presión	327 PSIA	Altura del rebosadero absorbedor 1	2.5 in		
		Bajante lateral absorbedor 1	14 in	Máxima carga en el intercambiador A/A	72.32*
CO2	2.58	Bajante central absorbedor 1	7.5 in	Máxima carga en el condensador	34.26*
H2S	0.66			Máxima carga en el enfriador amina	80.29*
Agua	0.07	Diámetro nominal del absorbedor 2	11 ft	Máxima carga en el rehervidor	117.79*
Metano	89.19	Numero de platos en absorbedor 2	28		
Etano	3.89	Altura del rebosadero absorbedor 2	2.5 in	*Cargas expresadas en MMBTU/hr	
Propano	1.66	Bajante lateral absorbedor 2	14 in		
n-Butano	0.89	Bajante central absorbedor 2	7.5 in		
Nitrógeno	0.46				
Pentano +	0.6	Diámetro nominal del regenerador	14 ft		
		Numero de platos en el regenerador	27		

Resultados de la simulación DEA Vs MDEA (Tabla 4)⁴²

Simulación #	1	2	
	Parámetros	Parámetros	DEA Vs MDEA
Tipo de Amina	DEA	Solvente Selectivo	
Concentración de la Amina	30%	50%	
Flujo Total de Gas	150 MMSCFD	150 MMSCFD	
Flujo Total de Amina	1100 GPM	610 GPM	45%
Concentración de H2S en el Gas dulce	4 ppm	1 ppm	
Concentración de CO2 en Gas dulce	60 ppm	> 50 ppm	
Arrastres totales en amina Rica Salida absorbedor Gas	.339 mol/mol	.373 mol/mol	
Carga térmica en el Intercambiador Amina - Amina	49.1 MMBTU/h	28.24 MMBTU/h	42%
Carga térmica en el Condensador	12.09 MMBTU/h	12.02 MMBTU/h	1%
Carga térmica en el Rehervidor	58.61 MMBTU/h	44.03 MMBTU/h	25%
Carga térmica en el enfriador de Amina	29.01 MMBTU/h	13.83 MMBTU/h	52%
Consumo eléctrico de las Bombas	247 Kw /h	135 Kw /h	63%
Consumo de Vapor Total al rehervidor	63,095 Lb/h	47,399 lb/h	47%

⁴¹ características del gas amargo y de la planta endulzadora en el CPG Poza Rica, PEMEX Gas y Petroquímica Básica

⁴² Simulador de Procesos APS, cortesía de INEOS Oxide LLC.

Resultados:

En los resultados de la simulación (ver tabla 4) se puede observar que se obtienen reducciones importantes en los consumos energéticos, alrededor de un 25% en la carga del rehervidor con una reducción de 45% en el flujo de amina que se pueden traducir en ahorros netos del 47% en consumo de vapor y 63% en consumo eléctrico, sin embargo el hecho de presentar estos valores no logrará como resultado la venta, pues los ahorros son buenos y se obtiene un tratamiento del gas de acuerdo a las condiciones deseadas; pero se tiene que cambiar el volumen total del sistema, que equivale a 600,000 litros de solución, los cuales deben tener una concentración al 50%w del solvente selectivo por lo que se requiere de 300,000 Kg de solvente selectivo.

La problemática se plantea de la siguiente manera:

Costo beneficio del cambio de solución (Tabla 5)^{43 44}

Tipo de Amina	Solvente Selectivo
Volumen Total Requerido	300,000.00 Kg
Precio Unitario	5.0 USD / Kg
Inversion Total	\$1,500,000.00
Ahorro en energía eléctrica	112 Kw / h
Ahorro en consumo de Vapor	14.58 MMBTU / h
Costo Unitario eléctrico para la planta	0.115 USD / Kw
Costo Unitario del Vapor para la planta	0.045 USD / MMBTU
\$ /mensuales ahorrados por Electricidad	\$9,273.00
\$ /mensuales ahorrados por Vapor	\$472.00
Total Ahorros Energéticos / mes	\$9,745.30
Volumen usado de Inhibidor de Corrosión	70 Litros / mes
Costo unitario Inhibidor de Corrosión	7 USD / litro
Total Ahorros Otros / mes	490
Total Ahorros Planta / mes	\$19,980.30
Tiempo de Recuperación de Inversión	75 MESES

Conclusión:

Analizando la tabla anterior, lleva a comprender como es que, aunque el producto que se venda posea superioridad en cuanto a tecnología, no quiere decir que es la mejor opción para trabajar. El cambio del volumen total de la solución es lo que incrementa por mucho la inversión del proyecto. Como no existe la posibilidad de obtener mas gas en la región, el incremento de capacidad no puede entrar dentro del análisis. De la misma corrida de simulación se calculó cual podría ser el incremento en capacidad si es que hubiese disponibilidad de gas natural en el área y esta resultó ser

⁴³ Costos unitarios estimados en el CPG Poza Rica, PEMEX Gas y Petroquímica Básica

⁴⁴ Costos de materias primas obtenidos de la referencia www.compranet.gob.mx

de 375 MMSCFD comparados contra una máxima capacidad de la DEA de 264 MMSCFD, dejaría 111 MMSCFD disponibles para hacer rentable el proyecto, ya que si la planta tuviera necesidad de procesar mas gas, con los mismos recursos con que cuenta en las instalaciones actuales, este producto representaría la salida mas económica.

Como última opción se encuentra la posibilidad de bajar el precio del solvente selectivo; pero para hacerlo un "proyecto rentable" se tendría que ajustar a 18 meses de recuperación, lo que llevaría a ofertar el producto a alrededor de 1.2 USD/Kg, lo cual se encuentra por debajo del costo de producción. Esta opción se considera cuando se puede ajustar hasta un 20% del costo total de la venta pero dependerá en gran medida del volumen y de las posibilidades de negocios futuros.

III OTROS PROCESOS DE ENDULZAMIENTO

DESCRIPCION DE OTRAS TECNOLOGÍAS

El campo del procesamiento de gas se mantiene en expansión continua, este capítulo describe otras alternativas al proceso Girbotol, dichas tecnologías forman en cierta manera la posibilidad de un nicho de mercado para la venta de solventes selectivos, aunque en algunas ocasiones representan la entrada directa de los competidores o de productos que compiten contra los solventes.

Cuando se construye una nueva planta de tratamiento de gas, por lo general las firmas de ingeniería, ya desarrollaron la ingeniería básica para el sistema de endulzamiento con anticipación, en ocasiones llega a ser hasta tres años antes de la construcción.

Por tanto, cualquier compañía que quiera ser líder en el mercado, debe de tener la visión de captar y atraer los proyectos desde su concepción, esto significa que las firmas de ingeniería pueden ser un aliado en la comercialización, sin embargo también pueden representar una fuerte competencia ya que si éstas, llegasen a proponer el producto de la competencia en sus especificaciones de construcción, lo más probable es que no se pueda hacer venta alguna a esa planta hasta que la garantía del licenciador termine.

Gran parte de las nuevas tecnologías para endulzamiento han hecho alianzas con los mismos productores de alcanolaminas, si bien no en todos los casos, por lo que es de gran importancia entrar en contacto con las firmas de ingeniería, para apoyar aquella tecnología que utilice los productos que la compañía vende, de lo contrario el crecimiento del mercado lo tomará la competencia.

PROCESO ADIPT¹

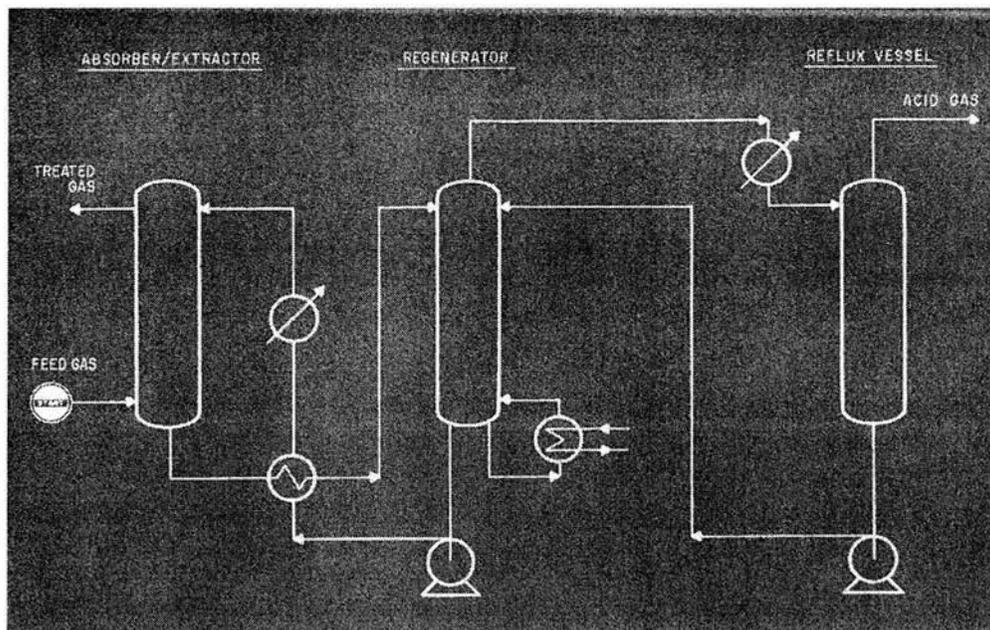
Aplicaciones.- Remoción de H₂S en gas de síntesis de refinación, así como en condensados amargos y gas natural. Si se encuentra CO₂ éste es removido parcialmente; en el caso de que el COS se encuentre presente en el LPG puede ser removido totalmente.

Descripción.- El proceso se basa en la absorción y regeneración, usando una solución acuosa de alguna alcanolamina formulada y patentada. La corriente amarga es puesta a contracorriente con la solución de amina en un absorbedor. La solución rica intercambia calor con la solución regenerada. La regeneración ocurre por la formación de vapor de agua que proviene de la misma solución en un rehervidor. La mezcla de gases ácidos es enfriada y el agua condensada es usada como reflujo. Las ventajas de este proceso son que el consumo de vapor es mínimo en comparación a cuando se emplea MEA o DEA. La selectividad del H₂S sobre el CO₂ puede variar de acuerdo a los requerimientos del cliente ya que se puede ajustar la formulación del solvente.

Condiciones de operación.- Las condiciones de operación del absorbedor pueden variar desde una presión de 1,000 libras hasta presiones casi atmosféricas, generalmente la temperatura del solvente entrando al absorbedor es de 38°C, pero pueden presentarse temperaturas tan altas como los 60°C. El regenerador opera a presión atmosférica de tal manera que se pueda emplear vapor de baja presión 55 psi. El solvente tiene una capacidad de absorción de hasta 0.6 mol/mol. El flujo de amina depende de la cantidad de gas a tratar.

Licenciador: El licenciador de esta tecnología es Shell Development Co. Con oficinas en Houston TX y Shell Research Mij BV en La Halla.

DFP tecnología ADIPT (figura 1)



¹ Gulf publishing Company. April |975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

PROCESO ALKAZID²

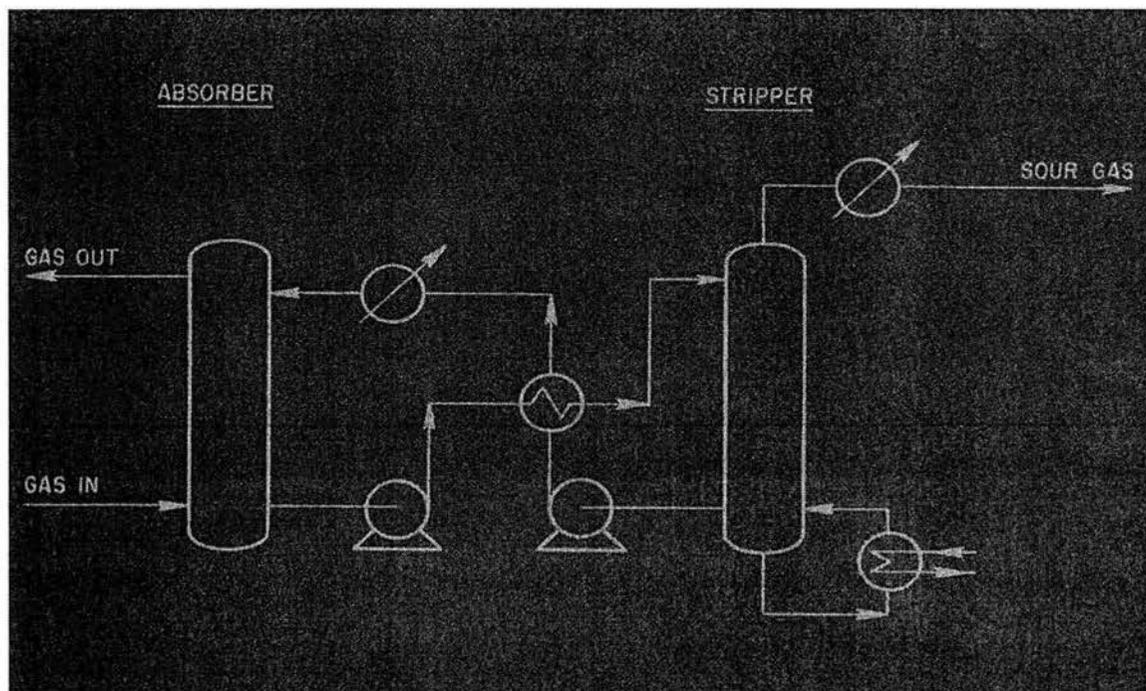
Aplicaciones.- Absorción selectiva de H₂S en una aplicación que requiera la remoción de H₂S y CO₂ a presiones atmosféricas o altas presiones. Las cargas de gases son de hornos de coque, gas natural, sistemas de refinación y corrientes de hidrocarburos líquidos.

Descripción.- Se emplean dos tipos de solvente a) Alkazid M que es una solución de una sal de potasio del ácido amino metil propionico, para la remoción del CO₂ solo o en servicios mezclados con H₂S. b) Alkazid DIK la cual es una solución de una sal de potasio del ácido acético dimetil amino para la absorción selectiva del H₂S. El gas a tratar entra a contracorriente de la solución en un absorbedor, la solución rica pasa a un intercambiador de calor que recupera energía de la corriente regenerada. Posteriormente la solución rica entra al regenerador donde es despresurizada y calentada con vapor, los gases ácidos son enfriados, ya sea por un servicio de aire o agua donde quedan listos para el siguiente proceso. La solución ya regenerada regresa al absorbedor después de ser enfriada por un servicio de agua.

Condiciones de operación.- La pureza final del gas depende de muchos factores: presión, temperatura, relación de H₂S / CO₂; las soluciones Alkazid no son corrosivas, y dado que tienen una presión de vapor muy baja los resultados en cuanto a recuperación de solvente son muy pobres. al mismo tiempo la solución no es soluble en hidrocarburos líquidos.

Licenciador: Davy Powergas GmbH.

DFP tecnología ALKAZID (figura 2)



² Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing, Houston Texas USA.

PROCESO BENFIELD³

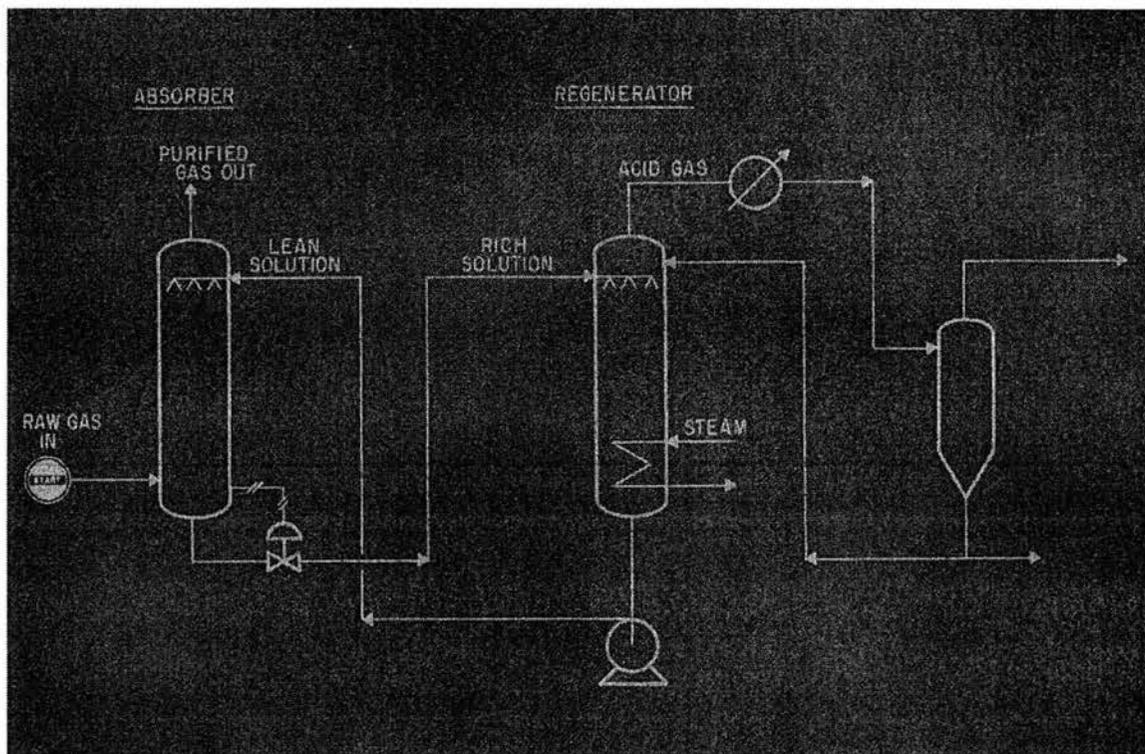
Aplicaciones.- Remoción de CO₂, H₂S y COS del gas natural, así como de gases producidos en la oxidación parcial del coque, nafta o reformado.

Descripción.- El gas amargo se hace contactar con una solución de carbonato de potasio que contiene aditivos Benfield, a presiones por arriba de las 100 libras y hasta las 2,000 libras, en columnas que pueden ser empacadas o de platos. La solución rica es entonces forzada a bajar su presión en el regenerador hasta llegar a la presión atmosférica donde se separan los gases ácidos.

Condiciones de operación.- Generalmente este proceso no tiene límite superior de operación en cuanto a la presión de absorción; el proceso está diseñado para que se pueda tratar gas altamente saturado en agua y que pueda contener una gran cantidad de hidrocarburos líquidos. La gran ventaja de este proceso es que no se requiere enfriar el gas de entrada; se puede trabajar a temperaturas tan altas como los 200°C; incluso se puede hacer un arreglo para recuperar calor de la corriente de gas de entrada hacia el rehervidor.

Licenciador: The Benfield Corp.

DFP tecnología BENFIELD (figura 3)



³ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

PROCESO CATAcarb CO₂ & H₂S REMOVAL⁴

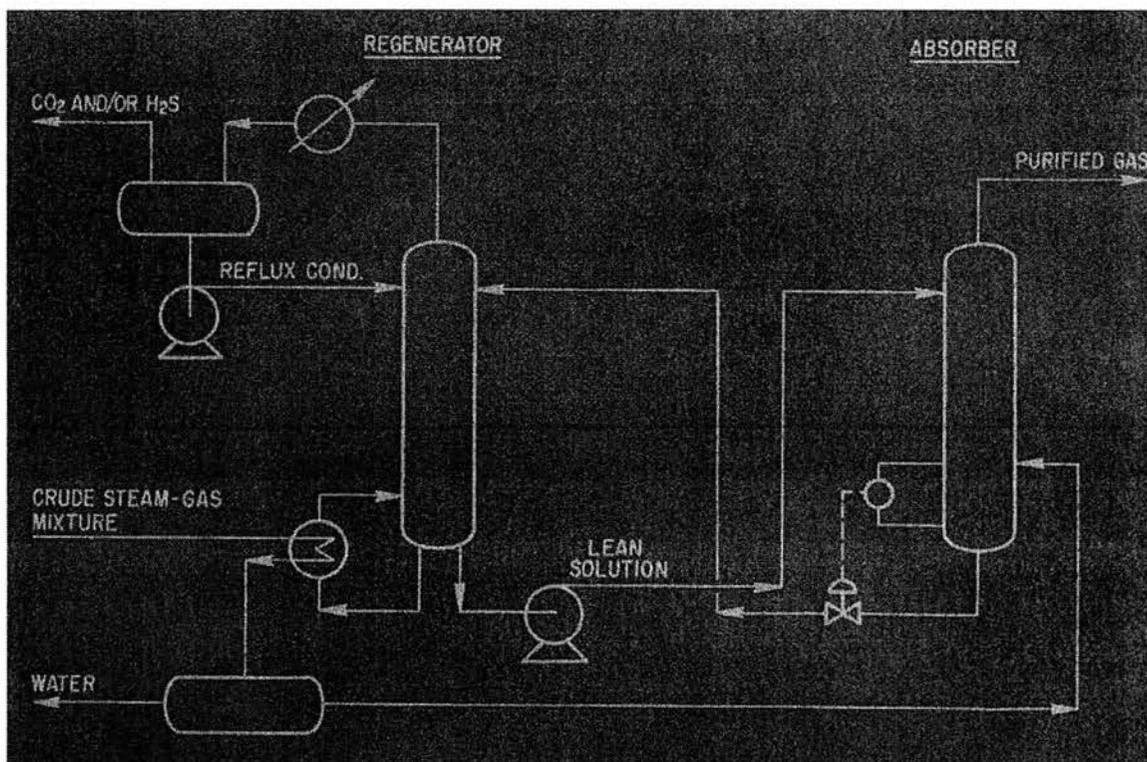
Aplicaciones.- Remociones de gases ácidos del gas de síntesis para la elaboración de amoníaco, gases de la oxidación parcial del coque, reducción del CO en plantas de reducción de hierro, así como en tratamiento de gas natural. También es empleado en plantas de hidrodesulfurización e hidrocracking (sistemas generales de refinación). El CO₂ obtenido de la remoción del proceso de gas de síntesis para amoníaco puede ser usado en la elaboración de alimentos (bebidas carbonatadas), la especificación en el gas tratado usualmente se encuentra por debajo de las 500ppm de CO₂. Esta tecnología se ha enfocado mas a la remoción de CO₂.

Descripción.- El gas es tratado en una columna, empacada o con platos, con una solución de carbonato de potasio inhibida y formulada con un catalizador no tóxico; se requiere operar dos etapas cuando se necesita de un gas de alta pureza. La solución rica es "falseada" y regenerada en el domo de la torre regeneradora. El proceso economiza el uso de vapor, al modificar la solución absorbidora así como la presión de operación.

Condiciones de operación.- Las presiones de absorción pueden variar de 100 hasta 1000 libras; las composiciones de gas que pueden ser manejadas se encuentran entre el 15 a 30% de CO₂ en servicios de plantas de amoníaco. La temperatura del gas de entrada depende en gran medida de la fuente de éste, pero puede encontrarse en los intervalos de 15°C a 200°C.

Licenciador: Eichmeyer & Associates

DFP tecnología CATAcarb (figura 4)



⁴ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

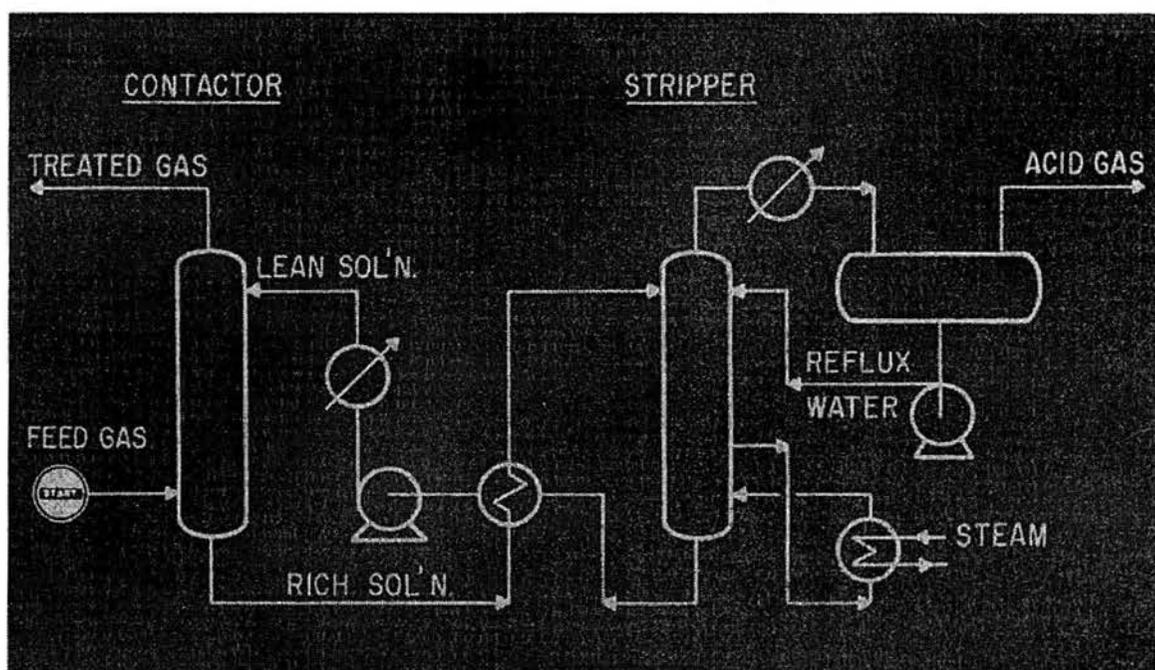
PROCESO FLÚOR ECONAMINE⁵

Aplicaciones.- Para la remoción de contaminantes ácidos en las corrientes de gas H_2S y CO_2 . A concentraciones de H_2S hasta de 2 ppmv (partes por millón volumen), se puede tratar gas de síntesis o de refinería con buenos resultados. Esta tecnología basa su desarrollo en el solvente; ya que emplea una amina primaria marcada comercialmente como DGA o diglicolamina.

Descripción.- El proceso es prácticamente el mismo que en el proceso girbotol los cuales trabajan con solventes MEA o DEA, de hecho se han efectuado cambios de MEA a flúor Econamine sin necesidad de nuevos equipos. Las generalidades de proceso no son muy diferentes como que se trabaja en concentraciones de 40 a 50%w. Este tipo de tecnología puede usar un recuperador de amina, ya que se trata de una amina primaria.

Licenciador: Fluor Engineers and Constructors Inc.

DFP tecnología FLUOR ECONAMINE (figura 5)



⁵ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

PROCESO FLUOR SOLVENT⁶

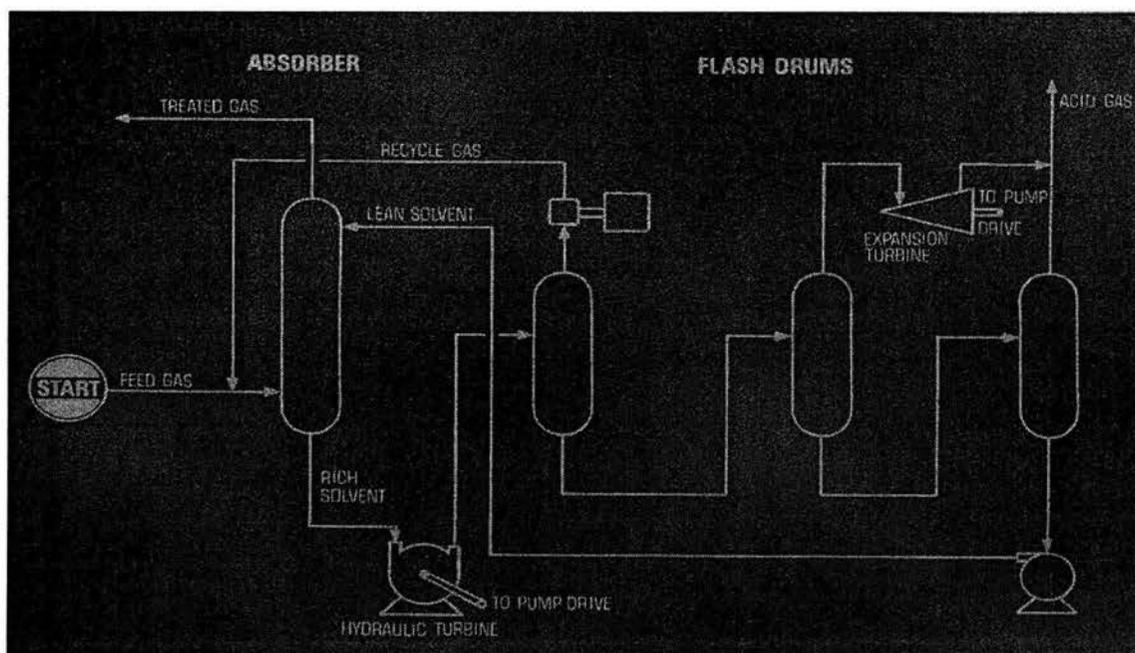
Aplicaciones.- Tratamiento de gases con altas concentraciones de gases ácidos, aplicables en corrientes de en gas natural o gas de síntesis; en este tratamiento el proceso se enfoca a la obtención de un gas dulce de alta calidad, con muy bajas concentraciones de H₂S y CO₂. (H₂S por debajo de 4ppm)

Descripción.- El proceso Flúor Solvent emplea un compuesto orgánico, “propilen carbonato” para la remoción de H₂S y CO₂. Este solvente absorbe los contaminantes mediante un efecto físico; lo que permite una regeneración solo por caída de presión, usualmente sin la aplicación de calor. El proceso es adecuado cuando la presión parcial de los gases ácidos se encuentra por encima de las 75 libras o mayores, sin embargo el proceso debe de cuidar de no arrastrar demasiados hidrocarburos líquidos. El arreglo específico del proceso dependerá de muchos factores, estos incluyen la calidad del gas que se quiere obtener, las concentraciones de entrada del H₂S y CO₂. Debido a que la capacidad del solvente se ve beneficiada a bajas temperaturas, generalmente se enfría la corriente de solvente para reducir el flujo a lo mínimo. Generalmente la expansión de los gases ácidos genera suficiente carga para alcanzar este último cometido. En algunas otras ocasiones se ha encontrado rentable el instalar equipos auxiliares de refrigeración lo que permite un menor flujo en el sistema y por ende equipos más pequeños.

Algunas otras técnicas consisten en separar las corrientes para así alcanzar especificaciones de hasta 2ppm de H₂S en el gas dulce. Para la regeneración se puede aplicar desde un flash atmosférico hasta uno al vacío. Turbinas hidráulicas en el solvente rico y turbinas de expansión en las corrientes de flasheo son técnicas recurrentes del Flúor Solvent Tech, ambos servicios conservan energía y evitan enfriamiento externo.

Licenciador: Fluor Engineers and Constructors, Inc.

DFP tecnología FLUOR SOLVENT (figura 6)

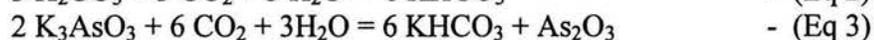
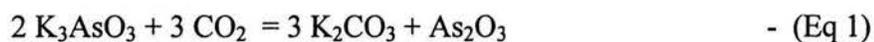


⁶ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

PROCESO GIMARCO VECTRONE-SWEETENING⁷

Aplicaciones.- Para la remoción continua del CO₂ proveniente del gas natural, gases de síntesis así como mezclas de hidrocarburos.

Descripción.- El proceso de Gimarco Vectrone opera con una recuperación parcial o total del CO₂; se emplea un álcali como absorbente, usualmente carbonato de potasio. La velocidad de absorción y por ende el factor económico es incrementado por la activación de dicho carbonato con aditivos como el trióxido de arsénico o glicina, siendo el arsénico el producto preferido y más usado. Este tipo de reacción ofrece una ventaja de dos o incluso tres veces sobre una absorción normal de carbonato de potasio. Los mecanismos de reacción se presentan a continuación:

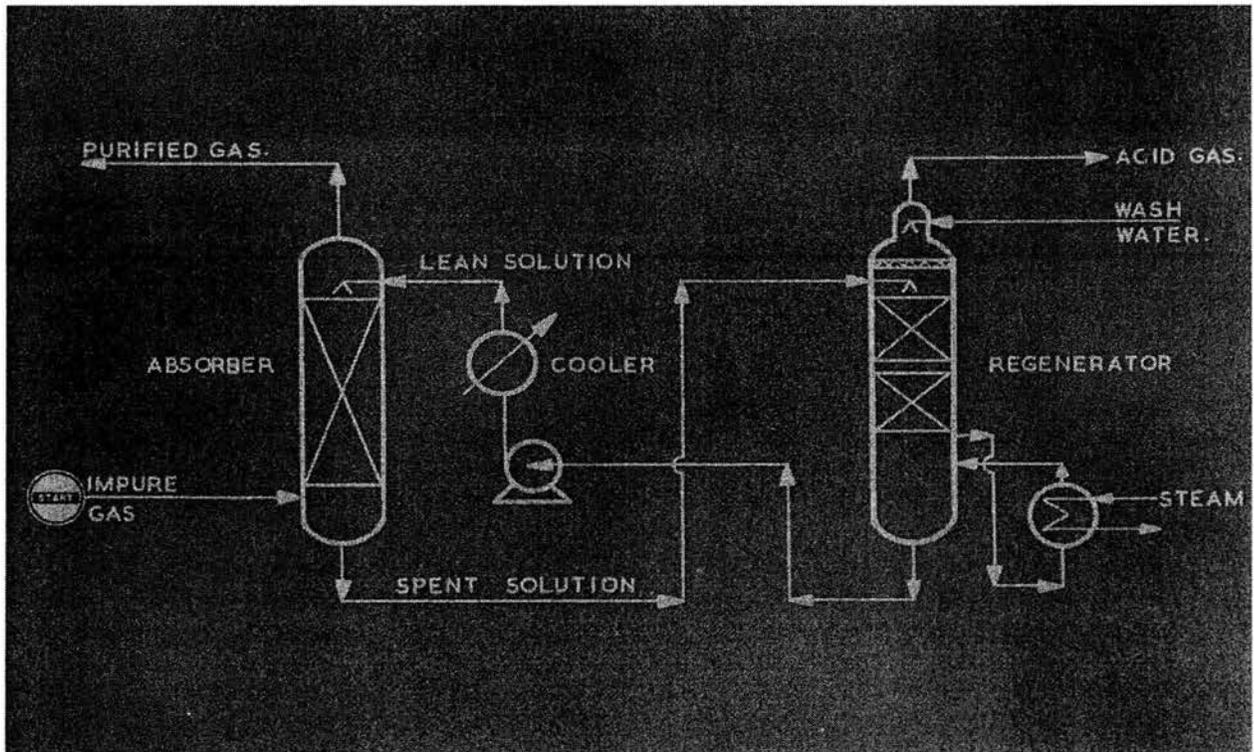


La dirección de la reacción depende de la temperatura y la presión. La operación de este proceso es continuo, la solución de vectrone entra al absorbedor a una temperatura aproximada de 50 – 100°C y presiones de 75 libras o mayores, todo depende de la presión de operación de los yacimientos. La solución ya enriquecida de CO₂ deja el fondo de la torre absorbidora y se envía a un regenerador el cual opera a presiones cercanas a la atmosférica. La solución es regenerada con vapor, dicha solución es enviada de regreso al absorbedor. El vapor se genera de calentar la misma solución en el fondo de la torre. El CO₂ es lavado y enfriado en el domo de la torre regeneradora antes de pasar a otros procesos. Las cantidades exactas de arsénico y carbonato de potasio dependen de la presión parcial del CO₂. La solución de arsénico inhibe la corrosión, por lo que la planta puede fabricarse de acero al carbón, el otro factor importante es que la solución no es volátil y se requiere de poca recuperación.

Contribuidor: Davy Powergas Ltd.

⁷ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

DFP tecnología GIMARCO VECTRONE (figura 7)



PROCESO MALLA MOLECULAR⁸

Aplicaciones.- Deshidratación y remoción de H₂S, CO₂ y compuestos de azufre, para obtener gas natural que pueda representar una carga limpia para un sistema criogénico y/o procesamiento de LPG.

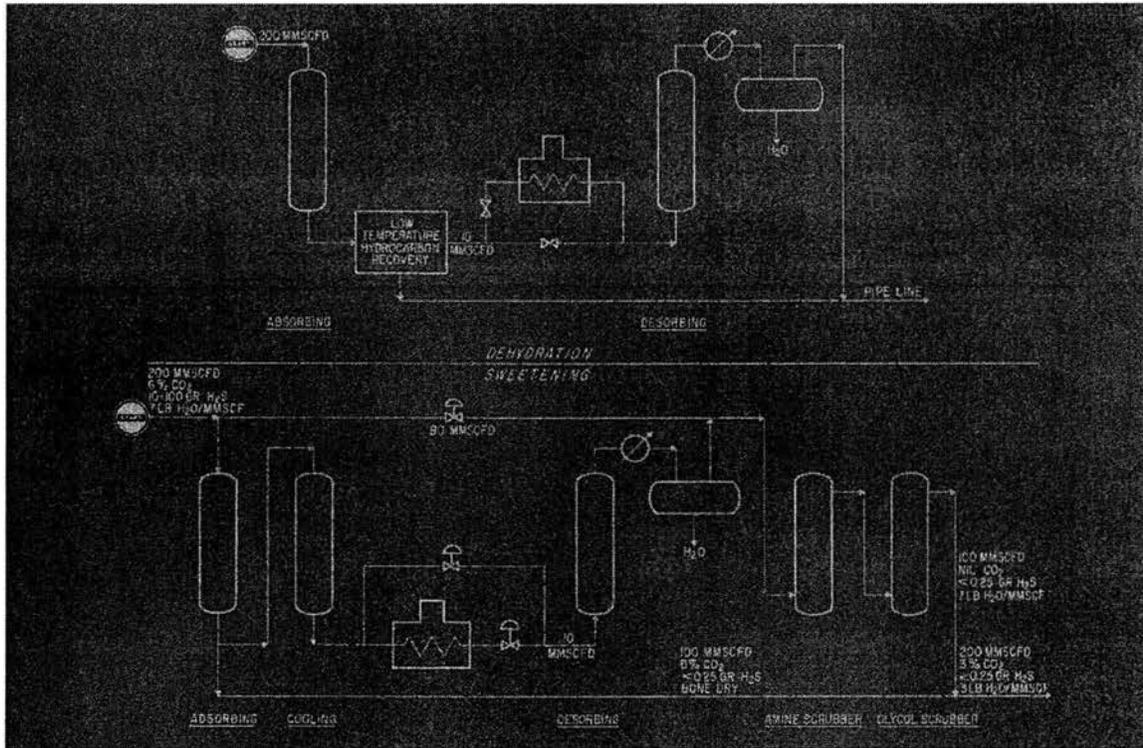
Descripción.- El proceso involucra dos o más camas compuestas, que permiten actuar como adsorbedores y otra mas se mantiene para regeneración. Por lo menos una cama es adsorción y al menos una es regeneración. El gas natural pasa a través de la malla molecular, donde se le retiran las impurezas, las cuales quedan atrapadas en los poros o cavidades de la malla molecular; existen mallas de diferentes tamaños y se especifica la que se adecue mejor a la composición de contaminantes. El fenómeno que ocurre es ADSORCION ya que el contaminante queda contenido dentro de las cavidades de la molécula de la malla molecular (las mallas moleculares tienen una composición de aluminio - silicato) la malla adsorberá hasta llegar a una saturación total; en este momento se hace el cambio de una cama limpia para que entre en funcionamiento y la que funcionaba se arregle para ser regenerada.

En la regeneración se toma una pequeña corriente del gas tratado, se calienta hasta unos 300°C y se pasa en dirección de abajo hacia arriba en la cama agotada, esto dilatará las cavidades de la malla, dejando salir las impurezas con esta pequeña corriente de gas tratado, este fenómeno es de DESORCION y el gas producido se enfría y se envía a proceso; al mismo tiempo se retiene una gran cantidad de agua que es separada. La vida útil de las mallas puede ser de dos y hasta cinco años para servicios de remoción de H₂S y CO₂. En el caso de la deshidratación se obtienen rendimientos de hasta siete años. Este tipo de tecnología de endulzamiento solo es viable para la remoción del H₂S en servicios que no requieren retirar el CO₂, y definitivamente es uno de los mas empleados para la deshidratación del gas.

Licenciador: Union Carbide Corp, << ahora adquirida por The DOW Chemical Co.>>

⁸ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

DFP tecnología malla molecular (Figura 8)



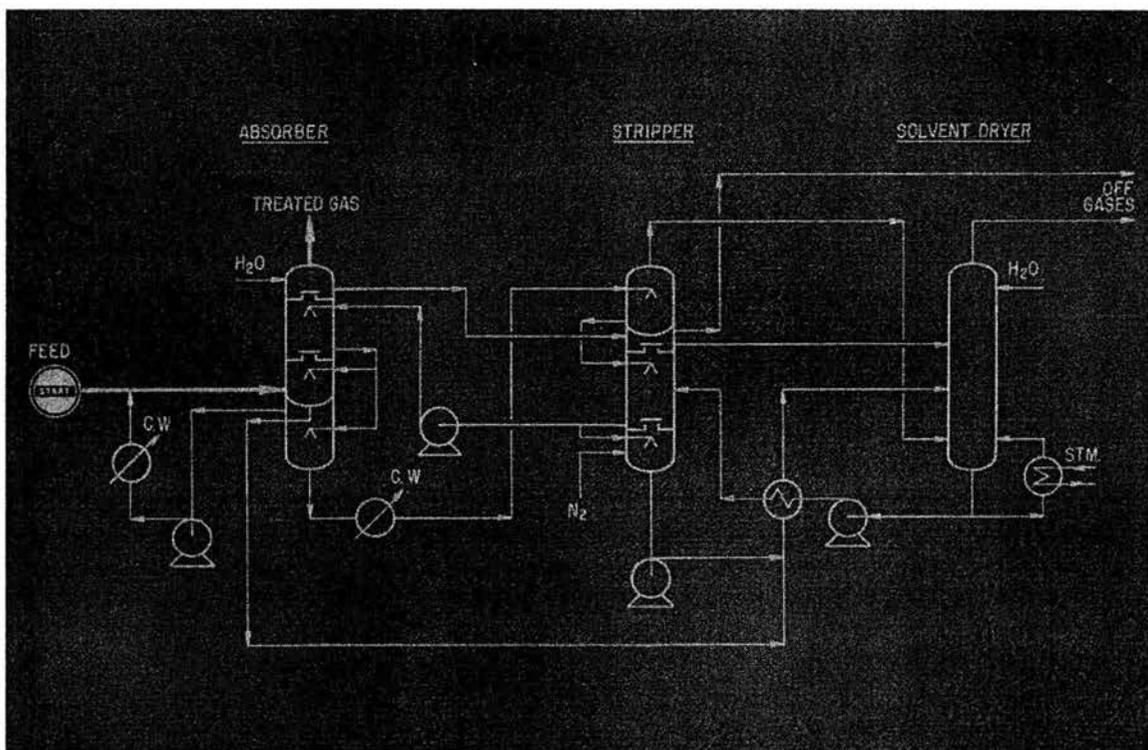
PROCESO PURISOL⁹

Aplicaciones.- Remoción de gases ácidos provenientes de gas de síntesis, así como de gas natural. Algunas de las opciones que se manejan son la remoción selectiva del H₂S, en servicios de CO₂ se alcanzan concentraciones bajas en la corriente dulce.

Descripción.- Este proceso emplea una solución de N-metil-pirrolidona NMP. El proceso emplea una primera cama para la absorción de los contaminantes del gas con NMP y una segunda cama que es para un lavado y así evitar que la solución sea acarreada fuera del proceso por el gas. El solvente es regenerado en dos etapas flash hasta la presión atmosférica. La solución final es regenerada por una corriente de nitrógeno o aire, los cuales son alimentados al regenerador. Finalmente el CO₂ es eliminado del sistema mediante el lavado con agua. La torre secadora de solvente es alimentada con una mezcla de NMP / agua de la sección de deshidratación y lavado de agua; entonces se separa por destilación el agua y el NMP. Esta columna también remueve NMP proveniente del gas de la segunda etapa de flasheo. Aunque se menciona que esta tecnología es aplicable para sistemas de H₂S y CO₂, en general solo se encuentran instalados en plantas de recuperación de CO₂.

Licenciador : Lurgi Mineraloltechnik GmbH.

DFP tecnología PURISOL (figura 9)



⁹ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

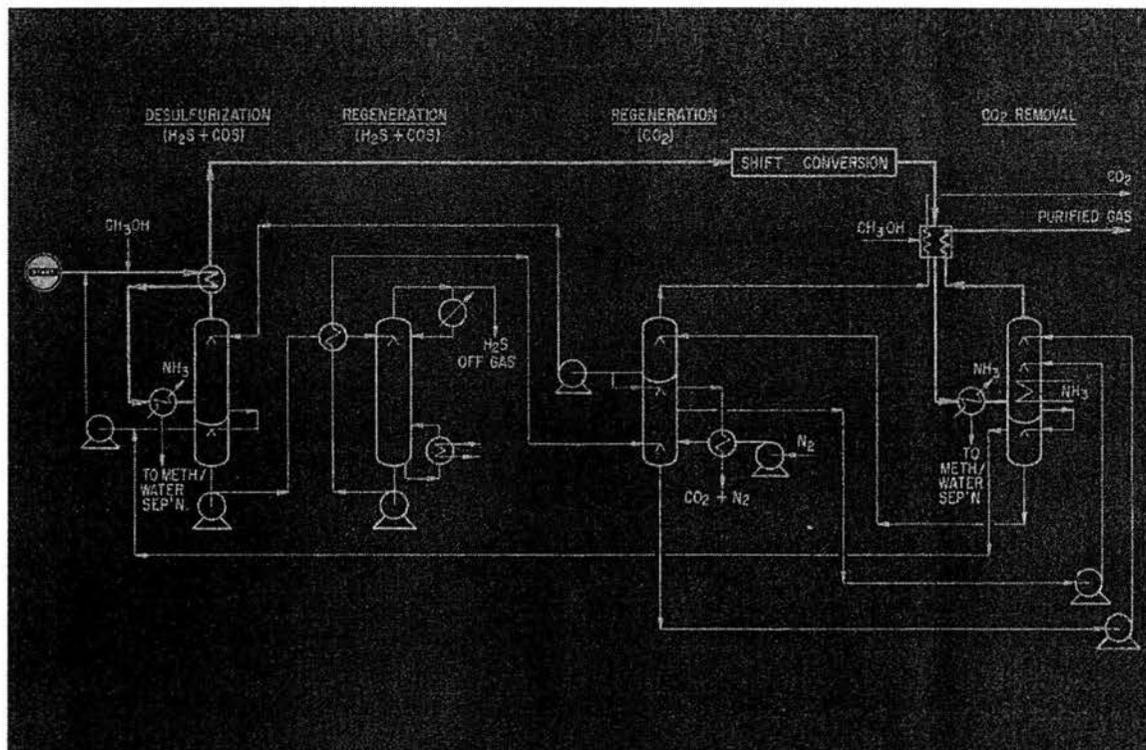
PROCESO RECTISOL¹⁰

Aplicaciones.- Este proceso se enfoca a la remoción del CO₂ y H₂S del gas que es producido en hornos de coque, gas de síntesis entre otros.

Descripción.- El proceso comienza al enfriar el gas indirectamente por la corriente de gas dulce y un servicio de amoníaco; para prevenir la congelación de esta corriente se mantiene una inyección continua de metanol. El gas entra al primer absorbedor, en donde los compuestos de azufre son removidos a contracorriente en una solución de metanol, dejando en la primera torre que el gas intercambie calor con la corriente de entrada para ser enviada posteriormente a la segunda columna, donde se eliminará el CO₂; primero se convierte el CO a CO₂ en un convertidor. A la salida del segundo absorbedor el gas intercambia calor nuevamente con el gas a la salida del convertidor. El solvente rico que deja el primer absorbedor es regenerado en H₂S y posteriormente se envía al domo del segundo absorbedor junto con la solución del fondo del regenerador del CO₂ (la solución regenerada de CO₂ se logra mediante un flash de la solución al mismo tiempo que se inyecta nitrógeno disponible de la planta de oxígeno). El solvente para la absorción en la sección de desulfurización, se toma del fondo del regenerador flash del CO₂. La operación requiere de un circuito de enfriamiento de amoníaco; este sistema no solo elimina el H₂S y CO₂ sino también deshidrata el gas para la siguiente etapa.

Licenciador: Lurgi Mineraloltechnik GmbH.

DFP tecnología RECTISOL (figura 10)



¹⁰ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

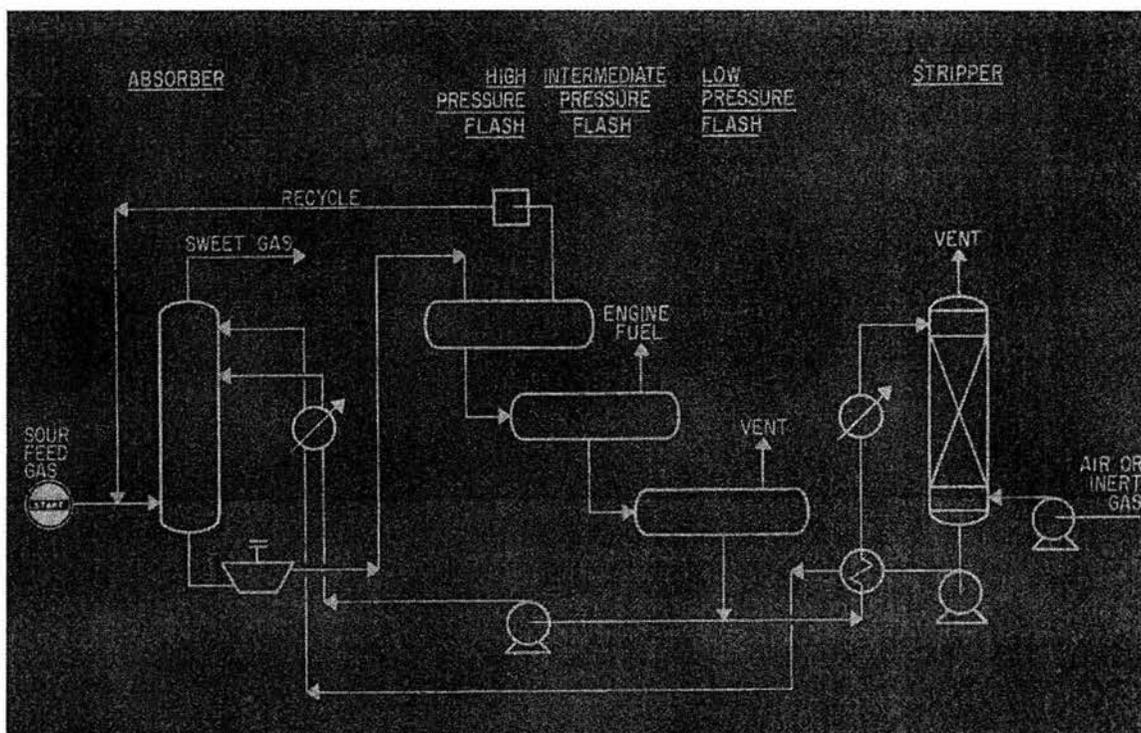
PROCESO SELEXOL SOLVENT¹¹

Aplicaciones.- Para la purificación y remoción de H₂S, CO₂, COS, mercaptanos, etc., de corrientes gaseosas mediante una absorción física. El solvente usado es el dimetil éter del polietilenglicol vendido bajo el nombre comercial de solvente SELEXOL. Este solvente tiene gran preferencia por los compuestos de azufre, otra de sus ventajas es que es capaz de deshidratar el gas.

Descripción.- La planta de Selexol consiste de un absorbedor con pasos intermedios de flasheo, así como de un regenerador. Las temperaturas pueden controlarse sin la necesidad de fuentes de energía externa, aprovechando intercambiadores de calor intercorrientes y turbinas hidráulicas. De manera general el calor es reducido en bajas temperaturas de absorción. El solvente no se oxida y degrada en otros productos, y junto con la baja presión de vapor se requieren de cantidades mínimas de solvente para la recuperación. La absorción de impurezas es directamente proporcional a la presión parcial. El solvente es regenerado mediante un mecanismo físico, lo que operacionalmente requiere de un menor mantenimiento a los equipos.

Licenciador: Allied Chemical Corp.

DFP tecnología SELEXOL (figura 11)



¹¹ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

PROCESO SULFINOL¹²

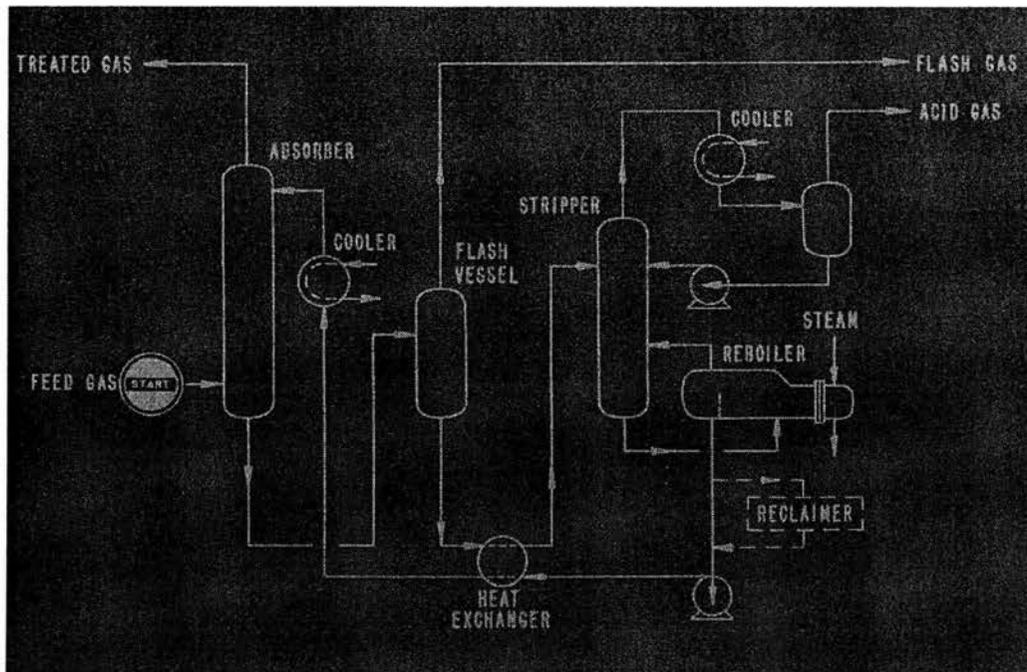
Aplicaciones: El proceso se encuentra diseñado para la remoción de componentes ácidos como H₂S, CO₂, COS y mercaptanos de una corriente de gas natural o de gas de refinería. Así como de sistemas de preparación de LPG y condensados del gas natural.

Descripción.- El proceso se basa en el empleo de un solvente orgánico, SULFOLANO (dióxido de tetrahydro, tiofenol) mezclado con una alkanolamina y agua. Ocurre una absorción tanto química como física, la regeneración del solvente se da a temperaturas altas y una presión ligeramente mayor a la atmosférica.

El gas que se desea tratar se pone en contacto con el solvente regenerado en un absorbedor a contra corriente. El gas tratado deja la unidad por el domo de la torre para su futuro procesamiento. En unidades que operan a presiones elevadas se puede disponer de un tanque flash, donde la mayor parte de los hidrocarburos que se absorbieron son liberados para reintegrarlos a la corriente de gas o para ser usados como combustibles en la planta. En otros servicios el solvente rico es enviado directo a la regeneración de los gases ácidos mediante el empleo de un rehervidor. El solvente regenerado es enfriado y enviado de regreso al domo de la torre absorbidora mientras que los gases ácidos son enfriados, condensados (solo el agua) y regresar el agua como reflujo. Este proceso se ha empleado en servicios en donde el H₂S varía de 1 y hasta 56% mol; por su parte el CO₂ puede variar de 0 a 53% mol. Se obtiene un buen resultado en la eliminación de mercaptanos y COS. Una ventaja que ofrece este proceso es que con modificaciones menores se pueden tratar condensados de gas natural y obtener un producto con menos de 50ppm de CO₂.

Licenciador: Shell Development Co. y Shell International Research Mij, B.V.

DFP tecnología SULFINOL (figura 12)



¹² Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

IV ESTUDIO DE MERCADO

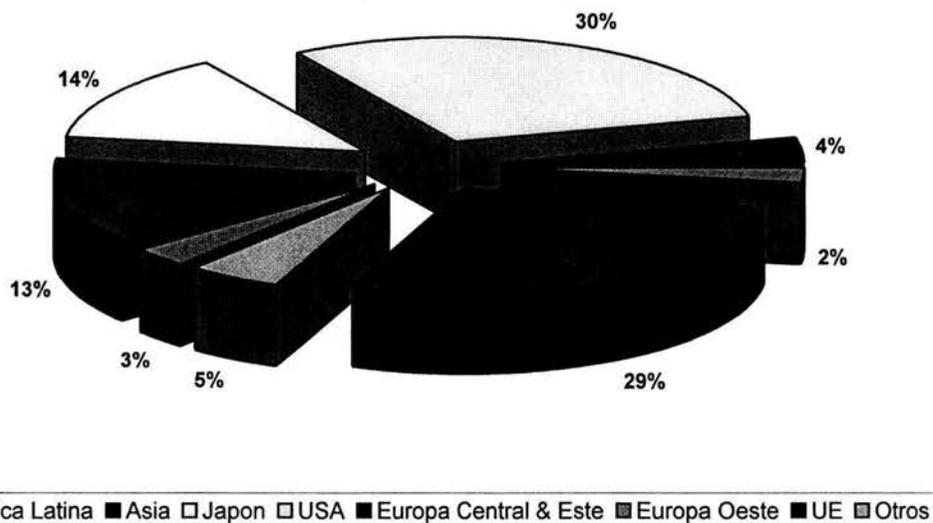
PERSPECTIVAS DE LA INDUSTRIA QUÍMICA EN MÉXICO

De enero a diciembre del año 2000 México registró un continuo descenso en la inflación¹, paralelamente el producto interno bruto creció y la demanda agregada aumentó. En general la industria química establecida en México tuvo un marco aceptable, el cual al final del año se vio opacado por la escasez de insumos básicos, el alza en los precios del gas natural y la falta de certidumbre en cuanto a las reformas de las políticas energética y fiscal. En cifras correspondientes al comercio exterior de nuestro país, el mes de diciembre del 2000 muestra un déficit de la balanza comercial de 1,482 millones de dólares. Con ello el déficit comercial en ese año resulto de 8,022 millones, nivel 43.7 por ciento superior al correspondiente a 1999 el cual fue de 5,584 millones.

En cuanto al entorno mundial, las fusiones y alianzas estratégicas por parte del sector químico han continuado hasta fines del año 2001. Estos son indicadores de la importancia de la globalización en un mercado cada vez más competitivo. El ciclo de los precios de los productos petroquímicos repuntó en forma importante después de los niveles alcanzados en 1999, así las materias primas y sus derivados continúan su carácter especulativo.

Se estima que la producción mundial de productos químicos durante el 2000 superó los 1,465 billones de dólares². De esta cifra destaca Estados Unidos con la tercera parte de la producción mundial. Por su parte la producción de la Unión Europea representó el 29% ubicándose como el segundo productor mundial de químicos, Japón ocupó el 14%. Se estima que alrededor del 2% de la producción mundial de químicos provienen de los demás países de Europa del Oeste, Asia en su conjunto representa el 27 por ciento.

Estimado de la producción de químicos a escala mundial en 2000 (figura 1)³



¹ Asociación Nacional de la Industria Química. Diciembre 2000. Informe anual 2000. Asociación nacional de la industria química. México DF México.

² Asociación Nacional de la Industria Química. Diciembre 2000. Informe anual 2000. Asociación nacional de la industria química. México DF México.

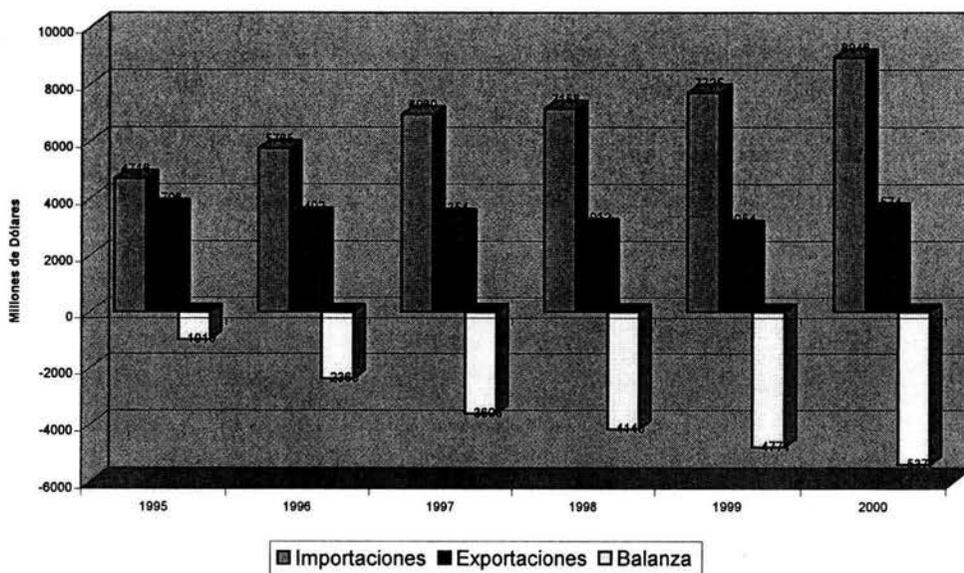
³ Asociación Nacional de la Industria Química. Diciembre 2000. Informe anual 2000. Asociación nacional de la industria química. México DF México.

En cuanto a la participación de la industria química en la economía nacional, esta sigue siendo fundamental, ya que abastece a más de 40 compañías de sus materias primas en muy diversas ramas del sector productivo y de mercados terminales del país. De acuerdo con datos publicados por el INEGI, la industria química contribuyó en el año del 2000 con cerca del 3% del PIB nacional y cerca del 15% del PIB manufacturero. El empleo generado por la industria química establecida en México descendió un 2.8% alcanzando un total de 66,500 personas ocupadas, lo anterior como resultado del cierre o disminución de operaciones en las industrias de fertilizantes, fibras sintéticas y artificiales, así como la de gases industriales.

La industria química establecida en México, se estima realizó inversiones en activos fijos por una cantidad cercana a los 880 millones de dólares⁴, sin embargo esta inversión no es suficiente para reestablecer la competitividad del sector ya que en los últimos años ha perdido importantes oportunidades en los mercados extranjeros, resultado principalmente de carencias de PEMEX y su impacto a lo largo de toda la cadena productiva. Cabe mencionar que esta situación hace depender a nuestra industria de importaciones de productos químicos y petroquímicos para poder abastecer la creciente demanda nacional; como ejemplo: las importaciones de productos químicos que están reservadas al estado, alcanzaron una cifra de 2,146 millones de dólares al cierre del año 2000. Las exportaciones revirtieron su tendencia desde el año 2000, cuando se obtuvo un aumento del 3.6% respecto a los volúmenes alcanzados en 1999. En el año 2000 el sector químico y petroquímico exportó 3,574 millones de dólares, teniendo como socio principal a los Estados Unidos. Por su parte las importaciones de productos químicos se situaron en 8,946 millones de dólares, cifra 16% mayor a la alcanzada en 1999; de este monto 24% corresponden a productos que únicamente PEMEX fabrica, y cuyo abasto es insuficiente.

Consecuentemente nuestra balanza incrementó nuevamente su saldo negativo alcanzando 5,371 en el año 2000 cifra 12.6% mayor a la registrada tan solo el año anterior, cabe señalar que esta cifra equivale al 67% del déficit que el país tuvo en su balanza comercial del año 2000.

Balanza comercial del sector químico y petroquímico (figura 2)⁵



⁴ Asociación Nacional de la Industria Química. Diciembre 2000. Informe anual 2000. Asociación nacional de la industria química. México DF México.

⁵ <http://www.aniq.org.mx>

PERSPECTIVAS DE LOS HIDROCARBUROS EN MÉXICO

Para la comercialización de los solventes selectivos, es importante mantener una perspectiva global sobre las variables macro de la producción de gas y petróleo crudo. Estos datos son importantes por que se relacionan directamente con el enfoque de nuevas oportunidades de negocio en el mercado del tratamiento de gas. En México existe una producción de tres diferentes tipos de crudo: pesado, ligero y súper ligero. La mayor parte del crudo ligero se emplea para producir la mezcla de exportación y de esta manera mejorar el precio de venta del crudo mexicano⁶.

La clasificación del petróleo se hace con base en su densidad, de la cual depende directamente el rendimiento; es decir un crudo con una densidad baja se compone de fracciones de hidrocarburos mas ligeras y por ende el tratamiento y transformación en combustibles es relativamente sencilla, ya que en una destilación primaria se puede obtener una gran cantidad de LPG, naftas, y keroseno así como gasolina de avión.

Mientras que un crudo pesado se compone de solo de una pequeña fracción de hidrocarburos ligeros, que pueden ser empleados directamente como combustibles, pero los residuos pesados en este tipo de crudo son más abundantes y se requiere que las refinerías se encuentren equipadas con procesos más complejos para poder tratar y generar hidrocarburos ligeros a partir de los pesados. Dichos tratamientos para crudo pesado se encuentran ampliamente asociados a los procesos de endulzamiento como lo son: cracking catalítico, hídrocraeking, coker entre otros. Otra de las características importantes es el contenido de azufre, en los crudos pesados este se encuentra en mucho mayor concentración, con lo que requieren de una mayor demanda de tratamiento de gas para poder procesar el crudo.

Clasificación internacional del petróleo crudo (TABLA 1)⁷

Tipo	Densidad g/cc	Densidad API
Extra Pesado	> 1	10
Pesado	1 – 0.92	10 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Súper Ligero	< 0.83	> 39

Las variedades de petróleo crudo en México se pueden resumir en la siguiente tabla; al mismo tiempo se muestra su contenido de azufre.

Clasificación del petróleo mexicano (TABLA 2)⁸

Nombre	Tipo de Crudo	Densidad API	Contenido de S
Maya	Pesado	22°	3.3%
Istmo	Ligero	33.6°	1.3%
Olmeca	Súper Ligero	39.2	0.8%

En la tabla 2 no se menciona sobre el crudo Pánuco, que es un tipo de crudo pesado de la región de Poza Rica, ni el crudo Pozoleo de la región de Veracruz. Sólo se menciona a los principales grupos

⁶ <http://senerg.gob.mx>

⁷ McCaslin C. John. *International petroleum encyclopedia*, vol 16. Penn Well Publishing Co. Tulsa Oklahoma USA.

⁸ <http://senerg.gob.mx>

de crudo comercializados en México. La producción de crudo en México es alrededor de los 3,168 miles de barriles por día⁹ de los cuales el 33% representa crudo ligero en sus dos variedades Istmo y Olmeca. El 81% del crudo proviene de la región marina de la Sonda de Campeche, la exportación de crudo se mantuvo en promedio en el 2002 en 1,656 miles de barriles por día, de los cuales el 18% es crudo ligero. Lo cual deja un promedio de 1,512 miles de barriles por día para ser tratados en el sistema nacional de refinación. Los datos puntuales se pueden observar en la siguiente tabla en el balance de producción exportación.

Balance producción / exportación de petróleo en México (TABLA 3)¹⁰

PRODUCCION DE PETROLEO EN MEXICO (MILES DE BARRILES POR DIA)				
	Tipo de Petróleo			
	Totales	Pesado	Ligero	Súper Ligero
2001	3127	1997	659	471
2002*	3168	2147	560	461
* Valores promedio hasta el mes de Septiembre del 2002				
EXPORTACIÓN DE PETROLEO EN MEXICO (MILES DE BARRILES POR DIA)				
	Tipo de Petróleo			
	Totales	Pesado	Ligero	Súper Ligero
2001	1710	1320	82	308
2002*	1656	1357	45	254
* Valores promedio hasta el mes de septiembre del 2002				
MERCADO NACIONAL DE PETROLEO (MILES DE BARRILES POR DIA)				
	Tipo de Petróleo			
	Totales	Pesado	Ligero	Súper Ligero
2001	1417	677	577	163
2002*	1512	790	515	207
* Valores promedio hasta el mes de Septiembre del 2002				

El petróleo crudo que se emplea en el mercado mexicano, se distribuye entre las seis refinerías con las que cuenta PEMEX, las capacidades de éstas varían y el volumen de crudo procesado es un indicador “indirecto” de la cantidad de gas que se procesa en la refinería y por consecuencia se pueden estimar las magnitudes de compra de solventes para endulzamiento de gas.

PEMEX Refinación cuenta con seis refinerías: Cadereyta para suplir la demanda de combustibles en la región norte; Ciudad Madero que cubre la región golfo centro; Minatitlán para el sur y península; Salina Cruz para el litoral pacífico; Salamanca región central y Tula para el área metropolitana.

Es importante mencionar que PEMEX Refinación no puede cumplir con la demanda actual de combustibles y se requiere importar una buena cantidad de éstos. PEMEX Refinación, una subsidiaria de Petróleos Mexicanos, que se encarga de la transformación industrial del crudo en energéticos, mantenía una capacidad promedio de producción de 402,000.0 barriles por día de gasolinas hasta el mes de septiembre del 2002¹¹, lo que representa en términos netos un aumento del 3% respecto del promedio total durante el año 2001. Al mismo tiempo se producen en promedio 58,600 barriles diarios de queroseno y 274,000 barriles diarios de diesel. Desgraciadamente estos

⁹ Promedio anual durante el año 2002 <http://senerg.gob.mx>

¹⁰ <http://senerg.gob.mx>

¹¹ <http://senerg.gob.mx>

números se ven opacados por los 107,000 barriles por día de gasolina y 14,200 barriles por día de diesel que se tiene que importar, por la simple razón de que no existe más capacidad para procesar el crudo en las refinerías actuales¹².

Infraestructura para refinación de crudo en México (figura 1)¹³



Infraestructura para refinación de crudo en México (TABLA 4)¹⁴

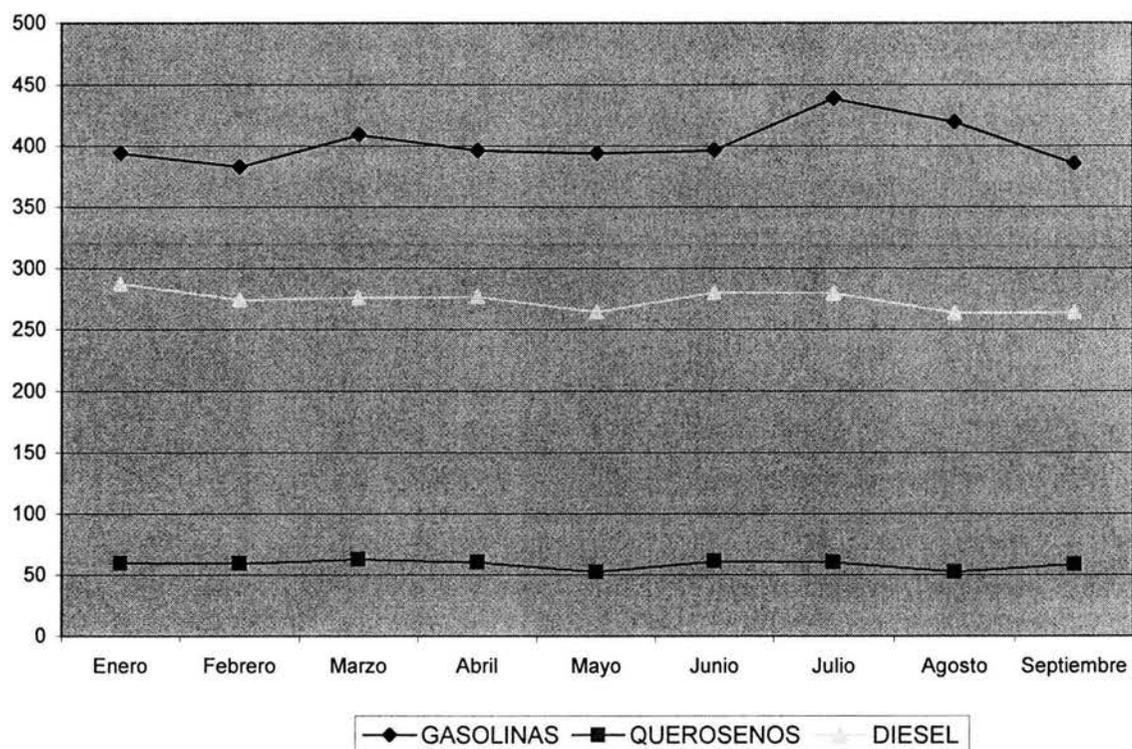
Locación	Capacidad (BBL/Día)
Cadereyta, NL	270,000
CD Madero Tamps.	195,000
Minatitlan, Ver	200,000
Salina Cruz, Oax.	330,000
Salamanca, Gto.	245,000
Tula, Hgo.	320,000

¹² <http://senerg.gob.mx>

¹³ Información recolectada por el autor de visitas a las instalaciones petroleras.

¹⁴ Información recolectada por el autor de visitas a las instalaciones petroleras y <http://senerg.gob.mx>

Producción de combustibles en PEMEX Refinación, miles de BBL/ día (figura 2)¹⁵



Producción de combustibles en PEMEX Refinación, miles de BBL/ día (tabla 5)¹⁶

Año 2002	GASOLINAS	QUEROSEÑOS	DIESEL
Enero	394.5	59.8	287.7
Febrero	383	59.3	274.3
Marzo	409.5	63	276.2
Abril	396.5	60.4	277.1
Mayo	394.2	52.6	264.7
Junio	396.6	61.1	280.4
Julio	438.7	60.4	279.8
Agosto	419.6	52.6	263.8
Septiembre	385.6	58.8	264.3
Promedio	402.0	58.7	274.3

En cuanto al procesamiento de gas, éste es manejado por PEMEX Gas y Petroquímica Básica, otra subsidiaria de Petróleos Mexicanos, que se encarga de procesar el gas húmedo amargo, húmedo dulce y transportar el gas dulce seco a lo largo del territorio nacional. La producción neta de gas dulce seco siempre será menor a la suma del gas húmedo amargo y gas húmedo dulce, por que de

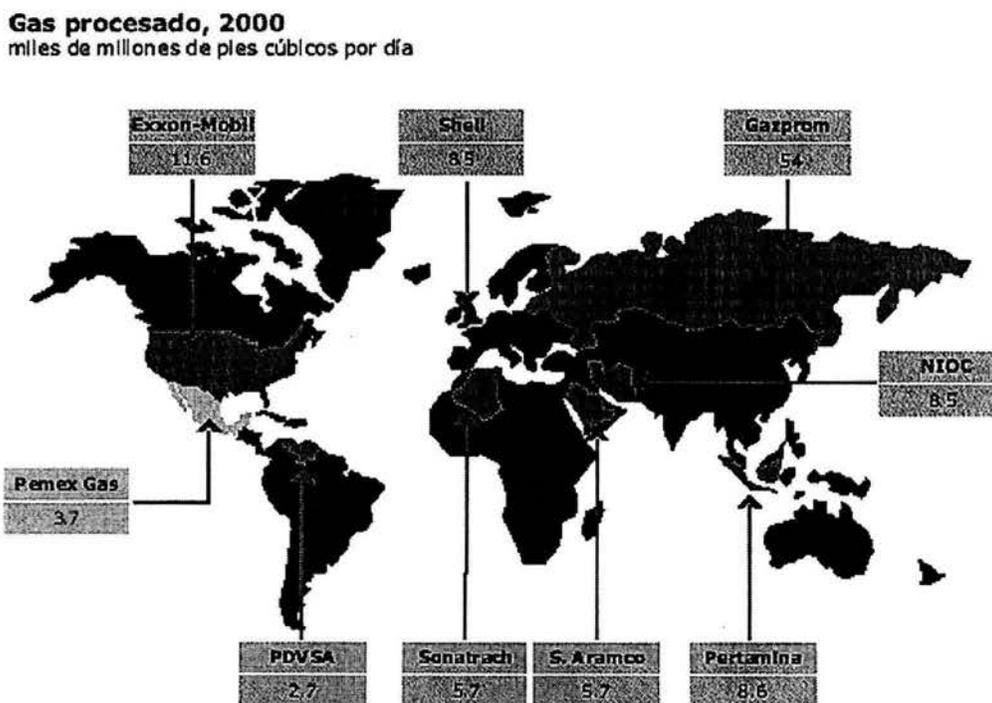
¹⁵ Información recolectada por el autor de visitas a las instalaciones petroleras y <http://senerg.gob.mx>

¹⁶ <http://senerg.gob.mx> y <http://www.pemex.com>

estos se extraen las fracciones condensadas que se emplean en la elaboración del LPG, etanos entre otros.

Sin embargo, en lo comercial los principales indicadores son el gas amargo para el caso del gas húmedo amargo, el gas dulce para el caso del gas húmedo dulce y el gas seco para el producto final que se vende como gas industrial. La producción total de gas por parte de PGPB es de 3,724 millones de pies cúbicos estándar por día¹⁷ (MMSCFD por sus siglas en inglés), esta producción es un promedio de enero a septiembre del año 2002, de los cuales 86% es gas amargo. El volumen total de gas seco es de 2,925 MMSCFD. En términos de producción de gas, PEMEX Gas y Petroquímica Básica, se ubica como la octava compañía productora de gas en el mundo.

Posicionamiento de PGPB en el mundo como productor de gas (figura 3)¹⁸



¹⁷ <http://senerg.gob.mx> y <http://www.pemex.com>

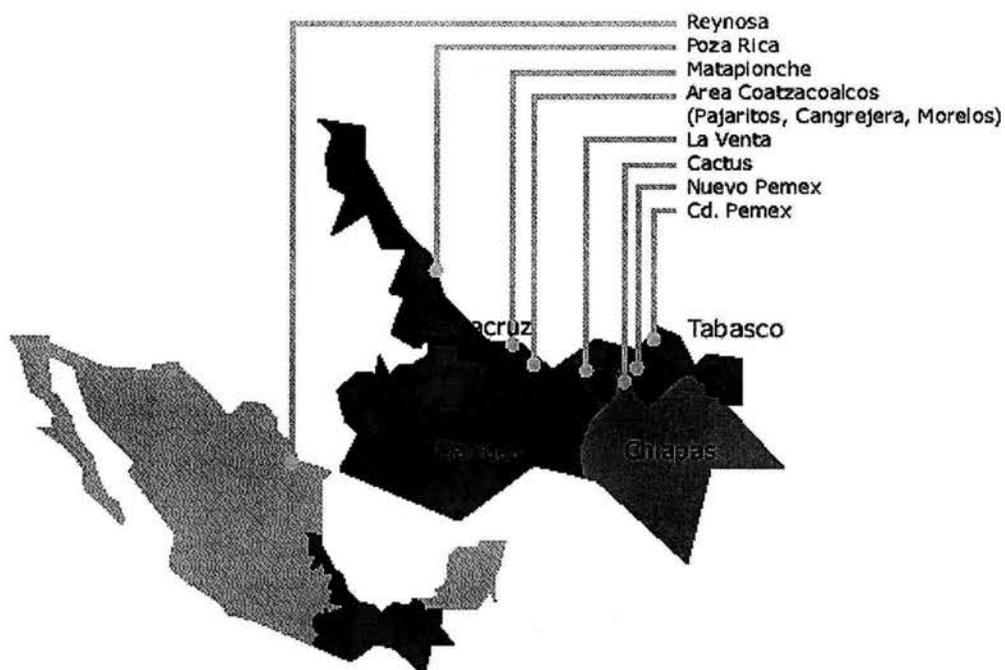
¹⁸ <http://senerg.gob.mx> y <http://www.pemex.com>

Producción de gas por PGPB en México en MMSCFD (Tabla 6)¹⁹

PRODUCCION EN EL 2002 EN PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA				
	Gas Amargo	Gas Dulce	Total Gas Procesado	Gas Seco
Enero	3309	375	3684	2958
Febrero	3219	399	3618	2877
Marzo	3169	499	3668	2895
Abril	3235	517	3752	2948
Mayo	3224	534	3758	2935
Junio	3275	536	3811	2973
Julio	3253	545	3798	2957
Agosto	3202	546	3748	2927
Septiembre	3158	519	3677	2849
Promedio	3227	497	3724	2924

PEMEX Gas y Petroquímica Básica cuenta con ocho centros procesadores de gas (CPG's) en el territorio nacional, actualmente se encuentran en construcción dos mas, algunos de ellos como CPG La Venta y CPG Reynosa, no cuentan con endulzamiento de gas y solo se dedican al procesamiento de gas húmedo dulce. De los dos centros procesadores que se encuentran en construcción, solo el de Arenque tiene endulzamiento, el proyecto Reynosa solo contará con procesamiento de gas húmedo dulce. Es importante destacar que más del 50% del mercado de alcanolaminas o solventes selectivos se encuentra en plantas que pertenecen a PGPB y el 80% de la actividad se encuentra en el sureste del país en los estados de Tabasco, Chiapas y el sur de Veracruz.

Ubicación geográfica de los centros procesadores de gas (figura 4)²⁰



¹⁹ <http://senerg.gob.mx> y <http://www.pemex.com>

²⁰ <http://www.pemex.com>

Las capacidades de producción y de endulzamiento de los centros se explicarán mas adelante, ya que por la importancia que tiene PGPB como consumidor de aminas, se requiere de un estudio mas detallado; no se menciona sobre el nuevo centro procesador de gas ARENQUE que fue inaugurado a principios del segundo cuarto del 2003 en Ciudad Madero, Tamaulipas; con una capacidad de diseño de 45MMSCFD.

La demanda de gas natural y LPG en México es mayor que la producción, por lo que PGPB se ha visto en la necesidad de importar tanto gas natural como LPG. Los principales mercados son la generación de electricidad para el caso del gas natural y uso domiciliario para el LPG. La importación de este hidrocarburo ha crecido tan solo en el año 2002 de 297 MMSCFD promedios en enero hasta 741 MMSCFD promedio en el mes de septiembre, y se estima que se mantendrá esta tendencia²¹. Pero esto no es lo peor, ya que el mayor consumo de gas se da en el periodo invernal tal y como se pudo ver en el año pasado; mientras en enero del 2001 se importaron 267 MMSCFD promedio en el mes de noviembre se importaron 431 MMSCFD promedio.

Por esto PGPB requiere de invertir una gran cantidad de recursos financieros, a fin de evitar las importaciones, las cuales afectan tanto directa como indirectamente al mercado de los solventes selectivos. De manera directa, al importar gas procesado ya no existe un consumo de solvente para el tratamiento de ese gas. Aunque el gas sí se encuentra en México, desafortunadamente no existen los recursos financieros para invertir en perforación y procesamiento de gas. El efecto secundario se vive en los procesos de producción de amoniaco y del hierro esponja.

El hecho de ser importadores de gas natural, obliga a PGPB a fijar el precio en un marco internacional, dejando un precio de gas muy por arriba del costo de producción, lo que ha obligado a las industrias de la cadena del amoniaco a cerrar. La industria del acero se encuentra en similar situación²² afectada por los altos costos del gas natural, en donde es mas barato traer los productos terminados de importación que producirlos en el país con materias primas mexicanas, lo que conlleva a tener que importar no solo gas natural, sino a la importación de productos como amoniaco, urea, fertilizantes y para el caso del acero como lámina de hierro esponja.

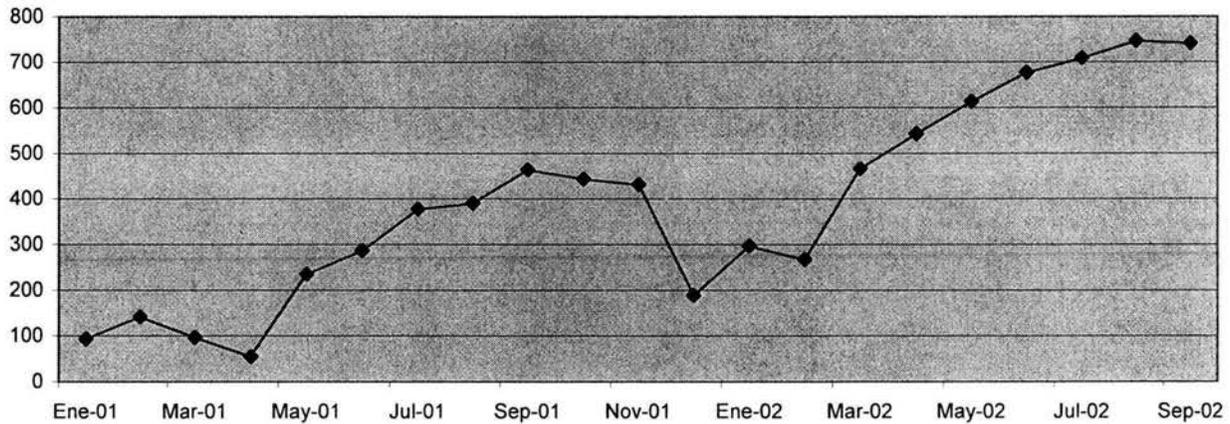
En México se puede desarrollar un nicho de mercado para los solventes selectivos en la industria del amoniaco ya que PEMEX Petroquímica cuenta con mas de tres centros productores que emplean la tecnología CATACARB²³, de los cuales dos están parados y el tercero trabaja a baja capacidad por el alto costo del gas natural. Es evidente que el plantear el cambio de tecnología no es rentable pues aunque el uso de solventes selectivos traiga una mejora en el costo de producción, el mercado de la cadena del amoniaco se encuentra deprimido.

²¹ <http://senerg.gob.mx> y <http://www.pemex.com>

²² Asociación Nacional de la Industria Química. Diciembre 2000. Informe anual 2000. Asociación nacional de la industria química. México DF México.

²³ Hydrocarbon publishing Company. July 1992. Modern refinery operations and practices. Houston Texas USA.

Importaciones Netas de Gas expresadas en MMSCFD (Figura 5)²⁴



Otro aspecto importante lo representan las reservas de hidrocarburos, ya que este tipo de recursos son considerados no renovables, los hidrocarburos se encuentran limitados y es importante contar con los estudios correspondientes, ya que de ello derivará la factibilidad de cuanto y donde invertir en el sector de los energéticos.

Definiciones sobre el uso de la palabra “reservas”

Las reservas se definen como aquellas cantidades de acumulaciones conocidas de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente a una fecha dada. Las **reservas probadas** son los volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas y que han sido identificados por medio de análisis de información geológica.²⁵

Las **reservas probables** son aquellas reservas en donde, mediante análisis de la información geológica y de ingeniería, de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables.²⁶

Las **reservas posibles** son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables.²⁷

En México las reservas totales 3P de petróleo crudo al 1° de enero del 2002 alcanzaron los 38,286 millones de barriles, en el ámbito internacional México ocupó el noveno lugar en 2001 después de Arabia Saudita, Irak, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Irán, Venezuela, C.E.I* y Libia.

²⁴ <http://senerg.gob.mx> y <http://www.pemex.com>

²⁵ <http://senerg.gob.mx>

²⁶ <http://senerg.gob.mx>

²⁷ <http://senerg.gob.mx>

Las reservas totales de gas seco al 1 de Enero del 2002 alcanzaron los 50,648 miles de millones de pies cúbicos, lo que colocó a México en el lugar número 21 en el año 2001 después de C.E.I.*, Irán, Katar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Estados Unidos, Argelia, Venezuela, Nigeria, Irak, Malasia, Indonesia, Holanda, Canadá, Kuwait, China, Libia, Australia, Noruega y Egipto.²⁸

*C.E.I. Considera a la comunidad de estados independientes (ex URSS) como una unidad.

ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

En México se puede hacer una primera gran clasificación de las industrias que emplean solventes selectivos, en empresa privada y empresa paraestatal. Infortunadamente el mercado privado es muy pequeño y difícilmente representa el 1% del mercado total, sin embargo no deja de ser parte del mercado. En el sector de la industria paraestatal encontramos que Petróleos Mexicanos es la única industria que actualmente consume este tipo de productos; sin embargo las perspectivas de crecimiento en el mercado privado y en la Comisión Federal de Electricidad son grandes y no puede perderse de vista estas industrias.

Petróleos Mexicanos cuenta con cuatro subsidiarias: PEMEX Exploración y Producción (PEP), PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), PEMEX Refinación (PR) y PEMEX Petroquímica (PPQ).

PEMEX Exploración y Producción (PEP)²⁹ quien se encarga de buscar, perforar, extraer los hidrocarburos de los yacimientos y transportarlos hasta las refinerías o a los centros procesadores de gas. PEP se encuentra dividido a su vez en cuatro regiones: Región Sur (PEP-RS), Región Norte (PEP-RN), Región Marina Noroeste (PEP-RMNE) y Región Marina Suroeste (PEP-RMSE). Petróleos Mexicanos designa la mayor parte de su presupuesto a esta subsidiaria, baste con mencionar el ambicioso proyecto Cantarell que consiste en la inyección de nitrógeno en el casco del yacimiento Cantarell así como la inyección paralela de 900 MMSCFD de gas natural, para lo cual se instaló la planta de nitrógeno más grande del mundo, por otro lado se encuentran en etapa de pruebas y arranques las plataformas con las plantas endulzadoras de gas mas grandes del mundo en el mar; cabe mencionar que PEP es la única empresa de PEMEX que opera con números negros.

PEMEX Refinación (PR)³⁰, es la subsidiaria que se encarga de la refinación del petróleo para la obtención de combustibles como gasolinas y diesel, a su vez tiene la responsabilidad de la mayor flota para la exportación de crudo, y también se encarga de la distribución, transportación y venta de los combustibles al usuario directo, esta subsidiaria comenzó hace cuatro años un ambicioso proyecto de reconfiguración (REBAMP) de las refinerías, para poder procesar una mayor cantidad de crudo pesado y poder obtener mejores rendimientos en cuanto a gasolinas. Hasta el momento las refinerías de Salamanca, Cadereyta y Tula han sido ampliadas, sé esta terminando el rebamp “reconfiguración” en la refinería de CD Madero y en los siguientes dos años continuarán con las refinerías de Minatitlan y Salina Cruz.

²⁸ <http://senerg.gob.mx>

²⁹ Información recopilada por el autor en trabajo de campo.

³⁰ Información recopilada por el autor en trabajo de campo.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)³¹ es, como se ha comentado anteriormente, la subsidiaria que procesa el gas y los condensados amargos para la obtención de gas natural, LPG y gasolinas naturales o naftas, también transporta el gas dulce seco a través de una extensa red de ductos en la Republica Mexicana, esta empresa es el principal consumidor de alcanolaminas y con sus mas de ocho centros procesadores de gas, representa mas del 50% del mercado. PGPB se encuentra terminando de construir un nuevo centro procesador de gas en CD Madero Tamaulipas, llamado proyecto Arenque, el que se encuentra en fase inicial de construcción y otro CPG en Reynosa, Tamaulipas.

Finalmente tenemos a PEMEX Petroquímica (PQ)³² quien se encarga de la fabricación de petroquímicos secundarios, como polietileno, óxido de etileno, etilén glicoles, acriló nitrilo, amoniaco, benceno, tolueno, xileno solo por mencionar algunos, desgraciadamente es una de las industrias mas abandonadas y la subsidiaria que se encuentra con los peores estados financieros. Dado que gran parte de sus procesos se basan en tecnologías altamente demandantes de energía, o bien, se ven afectados por los costos de las materias primas básicas como el etano y gas natural. Esta situación a orillado a Petróleos Mexicanos a cerrar una gran cantidad de plantas a lo largo de sus ocho centros petroquímicos. PEMEX Petroquímica es el cliente potencialmente más grande que existe en México, después de PGPB, para la venta de solventes selectivos, ya que cuenta con plantas productoras de amoniaco que emplean la tecnología CATAcarb. Aunque por las situaciones del ambiente económico externo sería casi imposible realizar la venta de estos productos.

Un punto importante que deben considerar las compañías que comercializan los solventes selectivos es que una gran parte del mercado lo mantiene la monoetanolamina (MEA) y dietanolamina (DEA) ya que cronológicamente fue una de las primeras tecnologías de endulzamiento. Para fines de este estudio de mercado se incluye el volumen de DEA y MEA al mercado ya que se trata del mismo producto comercializado en México al que se le puede substituir por solventes selectivos o incluso la DEA y MEA pueden substituir al solvente selectivo en casos donde se haga una buena labor de ventas. No se incluye el caso de las plantas de amoniaco que trabajan con CATAcarb, ya que este representa un nuevo nicho de mercado que requiere desarrollarse. Sin embargo existen plantas de amoniaco que trabajan con solventes selectivos o plantas de metanol que también lo hacen. Hay que recordar que cada aplicación es diferente, y por lo tanto el acercamiento con el cliente así como el planteamiento de la venta también lo es.

Mercado de solventes para endulzamiento en la industria privada (TABLA 7)³³

Nombre	Numero de Plantas	Capacidad	Producto de Endulzamiento
HYLSA	2	60 y 200 MMSCFD	MEA y Solvente Selectivo
CELANESE	1	3 MMSCFD	MEA
GAS CARBONICO	1	3 MMSCFD	MEA

En la industria privada, el principal propósito es la remoción del CO₂ en una corriente de hidrógeno; el principal requerimiento en estas plantas es común y es una alta pureza del gas dulce, la especificación se encuentra por debajo de las 500 ppm de CO₂, para las plantas chicas (menores a 60 MMSCFD) los ahorros energéticos son difíciles de medir, sin embargo dependiendo de la situación les puede interesar el incrementar su capacidad de proceso. Con esto explicamos claramente el

³¹ Información recopilada por el autor en trabajo de campo.

³² Información recopilada por el autor en trabajo de campo.

³³ Información de mercado recopilada por el autor en la industria privada

panorama para plantear la estrategia de comercialización del producto, por su incremento de capacidad y no por sus ahorros energéticos. Con excepción de la planta de Gas Carbónico las otras cuatro producen el hidrógeno a partir de gas natural y en consecuencia este mercado se encuentra altamente amenazado de cerrar, pero esta misma amenaza genera que se encuentren en la búsqueda de ahorros para repuntar en sus márgenes de operación.

Al intentar plantear un cambio de producto de MEA a solvente formulado, la estrategia tiene que soportarse en un aumento de producción y en los ahorros energéticos³⁴ como: el consumo eléctrico y el de vapor. Esto puede explicar como es que la planta de mayor capacidad se encuentre trabajando con un solvente selectivo, mientras que las restantes trabajan con MEA. Otro factor a considerar es que con un cambio de producto, se tiene que cambiar la totalidad de solución del sistema y en ocasiones eleva tanto el costo de la inversión, que al prorratarlo entre los ahorros energéticos pequeños de las plantas chicas simplemente resulta no rentable.

En el caso de la industria paraestatal, en específico de PEMEX Exploración y Producción las unidades son en general plantas pequeñas, a excepción de las nuevas unidades que conforman el proyecto Cantarell³⁵. La gran mayoría de estas unidades se encuentran en las plataformas marinas en la Sonda de Campeche. La finalidad de endulzamiento del gas es alimentar un circuito de gas dulce que está formado por tuberías submarinas de donde las diferentes plataformas de la zona se conectan y toman gas para tres diferentes propósitos: a) consumo para la generación de electricidad, b) para alimentar a los turbocompresores, maquinaria de combustión interna que envía el petróleo crudo hasta la costa y c) para el bombeo neumático, quizás la tarea más importante ya que el gas tratado se inyecta nuevamente al domo del yacimiento para estimular la producción de petróleo. Esta última razón es la que obliga a todas las plantas endulzadoras a trabajar a máxima capacidad, no existe una restricción de la concentración de CO₂ así que el CO₂ Slip puede ser máximo, ya que la pérdida de producción de gas se traduce en pérdida de producción de petróleo.

Mercado de solventes para endulzamiento en PEMEX E&P (Tabla 8)³⁶

REGION	Locación	Número de Plantas	Capacidad	Producto de Endulzamiento
Región Norte	Veracruz	1	10 MMSCFD	DEA
Región Sur	No cuentan con plantas Endulzadoras			
Región Marina Suroeste	Plataforma Abkatum - A	3	10 MMSCFD /cu	Solvente Selectivo
	Plataforma Pool - A	3	10 MMSCFD /cu	DEA
	Plataforma de Inyección	3	30 MMSCFD /cu	DEA
	Terminal Dos Bocas	1	10 MMSCFD /cu	DEA
Región Marina Noroeste	Plataforma Akal - C4	3	10 MMSCFD /cu	Solvente Selectivo
	Plataforma Akal - J	3	10 MMSCFD /cu	Solvente Selectivo
	Plataforma Akal - D	3	60 MMSCFD /cu	DEA
	Plataforma AKAL - C2	2	450 MMSCFD /cu	MDEA

³⁴ Stewart Erik and Lloyd Mike. December 2000. Increasing treating capacity, Hydrocarbon Engineering. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

³⁵ Información obtenida mediante trabajo de campo en la sonda de Campeche, Plataformas de la RMNE PEP

³⁶ Datos obtenidos de trabajo en campo en las cuatro subdirecciones de PEP

Otras razones a considerar son que se requieren estructuras que den la mayor cantidad de gas tratado por mínimo peso; en el caso de todas las unidades nuevas son diseñadas base solventes selectivos, ya que permiten diámetros menores de equipo lo que se traduce en menor peso y mínimo costo, porque el espacio en las plataformas es reducido. Comúnmente el precio del producto en esta subsidiaria no impacta mucho la venta, pues PEP pierde mas dinero por dejar de procesar mas gas para extraer mas petróleo mediante bombeo neumático “BN” que el dinero que podría ahorrarse en el precio del solvente³⁷. Finalmente los productos que se ofertan son solventes selectivos formulados para máxima remoción de H₂S y altamente selectivos al H₂S, ya que esto maximiza la capacidad de procesamiento de gas. La puerta de entrada para los solventes selectivos es grande, siempre y cuando se pueda plantear adecuadamente.

Los sistemas de endulzamiento en PEMEX Refinación son especialmente atractivos para los productores de solventes selectivos, porque la reposición de solvente se realiza de manera más continua³⁸, debido a que las pérdidas de solución son frecuentes dada la naturaleza de los procesos. A diferencia de lo que el sentido común piensa, los sistemas de endulzamiento en las refinerías son pequeños, no más de 30 o 50 MMSCFD, pero se encuentran altamente concentrados en H₂S. PEMEX Refinación representa el cliente más grande para la DEA, sin embargo los solventes selectivos se empiezan a abrir camino basándose en promoción y mercadeo. En general la concentración de CO₂ no importa y sólo en algunos casos se requiere de mayor capacidad, por lo que dependiendo de la planta, el cambio de solución puede ser económicamente viable³⁹.

En el futuro cercano la capacidad de endulzamiento de las refinerías será sobrepasada debido a dos razones: a) se pretenden formular gasolinas con menor contenido de azufre⁴⁰, por lo que serán instaladas mas unidades de hidrot ratamiento, las cuales generan carga de gas ácido, b) la creciente necesidad del país por obtener mas recursos del petróleo, obliga a exportar los productos de mayor valor agregado como lo es el crudo ligero y súper ligero, haciendo que el crudo pesado sea tratado en las refinerías del país⁴¹. Este tipo de crudo tiene mucho mayor cantidad de azufre⁴² y estimulará la producción de mas gas ácido. Estas premisas hacen de esta época, el tiempo perfecto para acercarse a las refinerías y ofertar una capacidad extra con el cambio de DEA a solventes formulados.

³⁷ Información recopilada por el autor en plataformas AKAL C y AKAL J de la RMNE PEP

³⁸ Gearhart J.A; Good G.J; Jacobs J.H.. September 1974. Refining process handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

³⁹ Hydrocarbon publishing Company. July 1992. Modern refinery operations and practices. Houston Texas USA.

⁴⁰ <http://senerg.gob.mx> y <http://www.pemex.com>

⁴¹ <http://www.aniq.org.mx>

⁴² Nelson Wilbur L. 1975. Petroleum refinery engineering. McGraw-Hill. Houston Texas USA.

Mercado de solventes para endulzamiento en PEMEX Refinación (Tabla 9)⁴³

REFINERIA	Sistema	Capacidad	Producto de Endulzamiento
Cadereyta	FCC-1	10 MMSCFD	DEA
		9,000 BBL/D	DEA
	FCC-2	10 MMSCFD	DEA
		9,000 BBL/D	DEA
	Hidrodesulfuración - 1	9 MMSCFD	DEA
	Hidrodesulfuración - 2	9 MMSCFD	DEA
	TGTU	Gas Residual	Solvente Selectivo
	Coquizadora	20 MMSCFD	MEA
	Cd. Madero	FCC-1	10 MMSCFD
9,000 BBL/D			DEA
FCC-2		10 MMSCFD	DEA
		9,000 BBL/D	DEA
Hidrodesulfuración - 1		9 MMSCFD	DEA
Hidrodesulfuración - 2		9 MMSCFD	DEA
TGTU-1		Gas Residual	Solvente Selectivo
TGTU-2		Gas Residual	Solvente Selectivo
Salamanca		FCC-2	10 MMSCFD
	9,000 BBL/D		Solvente Selectivo
	Hidrodesulfuración-1	2 MMSCFD	DEA
	Hidrodesulfuración-2	2 MMSCFD	DEA
	Hidrodesulfuración-3	3 MMSCFD	DEA
	TGTU	Gas Residual	Solvente Selectivo
Tula	FCC-1	10 MMSCFD	DEA
		9,000 BBL/D	DEA
	FCC-2	10 MMSCFD	DEA
		9,000 BBL/D	DEA
	Hidrodesulfuración - 1	15 MMSCFD	DEA
	Hidrodesulfuración - 3	9 MMSCFD	DEA
	Complejo HDR	20 MMSCFD	DEA
	TGTU-1	Gas Residual	Solvente Selectivo
	TGTU-2	Gas Residual	Solvente Selectivo
Minatitlan	Sistema Principal	30 MMSCFD	DEA
Salina Cruz	FCC-1	10 MMSCFD	DEA
		9,000 BBL/D	DEA
	FCC-2	10 MMSCFD	DEA
		9,000 BBL/D	DEA
	Hidrodesulfuración - 1	9 MMSCFD	DEA
	Hidrodesulfuración - 2	9 MMSCFD	DEA
	TGTU-1	Gas Residual	Solvente Selectivo

⁴³ Datos obtenidos de trabajo en campo en las seis refinarias de PEMEX Refinación

PEMEX Gas y Petroquímica Básica, es el principal cliente de solventes para endulzamiento, cuenta actualmente con ocho centros procesadores, algunos de ellos tienen capacidades de endulzamiento muy grandes, en tanto otros no tienen endulzamiento.

Un reto para la comercialización de solventes selectivos, lo representa el endulzamiento de los condensados amargos, pues es un mercado virgen, que tiene altos consumos, así como plantas de buen tamaño; los sistemas de endulzamiento de gas siempre tienen una unidad criogénica y de recuperación de líquidos, por lo que la especificación del CO₂ se establece en 5000ppm⁴⁴, así los vendedores de solventes tienen que ofertar productos que remuevan parcialmente el CO₂ y que retiren la totalidad el H₂S, otra característica importante de esta sección del mercado es que se trata de plantas o unidades de mucha capacidad, en donde los ahorros energéticos especialmente de vapor son fácilmente medidos y es una de las variables de control del centro procesador de gas (vapor consumido)

Los primeros en cambiar al uso de solventes formulados, fueron PGPB⁴⁵, ya que los beneficios energéticos para ellos son enormes. Curiosamente la capacidad de producción de gas ácido ha bajado por parte de PEP y ha obligado a PGPB a trabajar sus centros con bajas capacidades de gas; esto genera que el proponer un cambio de DEA a solvente selectivo sea especialmente dependiente del precio que se oferta, ya que el costo de la carga inicial, aunque no en todos los casos, es una inversión que difícilmente se puede pagar con solo ahorros energéticos. Así el precio que se oferte sí representa un factor decisivo para la venta. La estrategia de venta debe basarse en la búsqueda de ahorros energéticos inicialmente y en el aumento de la producción, aun y cuando no exista materia prima para procesar, algunos centros esperan un incremento en la producción por parte de PEP ya que son las tendencias que se les han presentado para un futuro cercano⁴⁶.

Como se puede observar en la tabla diez PGPB cuenta con las plantas más grandes desde 525 MMSCFD hasta algunas de apenas 10,000 BBL/D de líquidos, también se puede observar que solo quedan cinco plantas que procesan gas trabajando con DEA, mientras que ninguna de las plantas de líquidos trabaja con solventes selectivos. Esta es la oportunidad de la que se habla, para este tipo de producto por que representa una buena posición de mercado.

⁴⁴ Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

⁴⁵ Información recopilada por el autor en trabajo de campo

⁴⁶ <http://senerg.gob.mx> y <http://www.pemex.com>

Mercado de solventes para endulzamiento en PEMEX Gas y Petroquímica Básica (Tabla 10)⁴⁷

Centro Procesador	Planta	Capacidad	Producto de Endulzamiento
CPG Reynosa	No Cuenta Con Endulzamiento		
CPG Arenque	Gas 1	55 MMSCFD	Solvente Selectivo
CPG Poza Rica	Gas 1	280 MMSCFD	DEA
CPG Matapionche	Gas 1	45 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 2	100 MMSCFD	Solvente Selectivo
CPG Area Coatzacoalcos	Líquidos Pajaritos	10,000 BBL/D	DEA
	Líquidos Cangrejera	10,000 BBL/D	DEA
	Líquidos Morelos	10,000 BBL/D	MEA
CPG La Venta	No Cuenta Con Endulzamiento		
CPG Nuevo PEMEX	Gas 1	400 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 2	400 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Líquidos 1	24,000 BBL/D	DEA
	Líquidos 2	24,000 BBL/D	DEA
	Líquidos 3	24,000 BBL/D	DEA
	Líquidos 4	24,000 BBL/D	DEA
CPG Cactus	Gas 1	100 MMSCFD	DEA
	Gas 2	100 MMSCFD	DEA
	Gas 3	200 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 4	200 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 7	200 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 8	200 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 9	200 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 10	200 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 11	200 MMSCFD	DEA
	Gas 12	200 MMSCFD	DEA
	Líquidos 1	24,000 BBL/D	DEA
	Líquidos 2	24,000 BBL/D	DEA
CPG Ciudad PEMEX	Gas 1	525 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 2	525 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 3	127 MMSCFD	Solvente Selectivo
	Gas 4	127 MMSCFD	Solvente Selectivo

⁴⁷ Datos obtenidos de trabajo en campo en los 8 Centros Procesadores de Gas de PGPB

PEMEX Petroquímica también utiliza el endulzamiento, específicamente en purificación de hidrógeno, los sistemas de endulzamiento son de baja presión y son servicios de remoción de CO₂⁴⁸ con especificaciones cerradas del mismo, son sistemas de tamaño mediano a los que se les da una importancia relativa al ahorro energético. La unidad de purificación de hidrógeno en el complejo petroquímico Independencia forma parte de la planta de metanol y la planta ubicada en el complejo petroquímico Camargo es para la producción de amoniaco; ésta última cerró en junio del 2002, sin embargo se encontraba trabajando con una formulación de solvente selectivo. Una de las plantas de amoniaco del complejo Cosoleacaque también trabajaba con la tecnología Girbotol, usando como solvente la MEA, pero fue cerrada hace mas de dos años. Una planta mas, que se encontraba dentro de la refinería de Salamanca, pero bajo la operación de PEMEX Petroquímica también utilizaba MEA como solvente antes de cerrar hace mas de cuatro años.

Como se puede ver, el sector de purificación de hidrógeno para producir amoniaco ha sufrido fuertemente debido a los precios del gas natural⁴⁹, bajando la oportunidad de venta en este mercado. Se puede ofertar un cambio de tecnología de CATAcarb a Girbotol con solventes selectivos, sin embargo son proyectos que tiene que desarrollarse conjuntamente con firmas de ingeniería.

Mercado de solventes para endulzamiento en PEMEX Petroquímica (Tabla 11)⁵⁰

Centro Procesador	Planta	Capacidad	Producto de Endulzamiento
Petroquímica Independencia	Metanol	20 MMSCFD	Solvente Selectivo
Petroquímica Camargo	Amoniaco	60 MMSCFD	Solvente Selectivo

De esta manera se plantean las capacidades de tratamiento y las oportunidades que se encuentran en el mercado tanto para la DEA como para los solventes selectivos. Es importante mencionar que el hacer el cambio de un solvente selectivo a otro, es algo complicado, por que se requiere de cambiar la solución de todo el sistema y esta práctica no resulta barata, sin embargo se pueden hacer mediante una adición controlada, así que la competencia en el mercado no es solo de la DEA contra los solventes selectivos, también entre estos existe competencia o mejor dicho entre las compañías que venden dichos solventes. Aunque proponer un cambio de un solvente fuera cuestión de precio el trabajo del vendedor es evitar que el producto sólo se diferencie en el precio, de este tema se hablará en el siguiente capítulo, ya que esto representa toda una estrategia de ventas.

PARTICIPANTES Y PARTICIPACIÓN

Como se ha comentado con anterioridad, en este estudio se considera a la monoetanolamina y dietanolamina como un solvente, por la simple razón de que tienen una gran participación en el mercado, alrededor de 44% de un total de 4,000 toneladas anuales para el mercado de tratamiento de gas. El restante 54% lo ocupan las diferentes marcas de solventes formulados.

La marca del producto juega un papel muy importante en la comercialización de estos productos, ya que desde el inicio se han tratado de hacer diferenciaciones de los productos en cuanto a servicio

⁴⁸ Información recopilada por el autor en trabajo de campo

⁴⁹ <http://www.anig.org.mx>

⁵⁰ Datos obtenidos de trabajo en campo en PEMEX Petroquímica

técnico, formulación del producto, desempeño en operación, etc. Desafortunadamente el sistema de compras gubernamentales que rige a los organismos descentralizados, como lo es Petróleos Mexicanos, hace muy difícil que exista una verdadera lealtad a la marca, sin embargo para poder plantear algún cambio de solvente siempre se piden referencias del producto.

Los principales competidores en este segmento son Industrias Derivadas del Etileno, The DOW Chemical Company e INEOS LLC y se encuentran continuamente presionados por sus competidores BASF, ATOFINA, quienes aunque no han logrado entrar al 100% al mercado mexicano⁵¹, si aumentan la presión año con año y siempre buscan oportunidades en el mercado. Finalmente tenemos a HUNTSMAN y EQUISTAR dos fabricantes de los Estados Unidos, quienes actualmente no han mostrado intenciones directas de atacar el mercado mexicano, pero que en el momento que pretendan entrar, ocasionarán seguramente una baja en los precios, porque son dos de los competidores más agresivos en el mercado de los Estados Unidos.

Industrias Derivadas del Etileno (IDESA)⁵², es una empresa mexicana con capital mexicano, que cuenta con una sólida experiencia en la fabricación de etanolaminas en el territorio mexicano, tiene una planta de reciente construcción en Coatzacoalcos, Veracruz; con una capacidad instalada de 20,000 TM anuales para MEA, DEA y TEA. Una de las grandes desventajas de esta compañía es que no son productores de MDEA, sin embargo lograron formular un solvente selectivo basado en MDEA llamado IDESOL. Como se mencionó anteriormente IDESA no produce MDEA y esto ocasiona que el costo de producción de sus solventes sea mucho mayor que el de sus competidores y hasta inicios del año 2002 no existía registro alguno, que indicara que alguna planta estuviera trabajando con este solvente selectivo.

The DOW Chemical Company (DOW)⁵³, es una empresa de capital Estadounidense, la cual absorbió a una de las compañías más grandes de químicos en el mundo, Union Carbide Corp. Dicha fusión tuvo un gran impacto en el mercado de tratamiento de gas, ya que anterior al año de 2001 Union Carbide Corp. (UCC) era el principal competidor de DOW. Derivado de esta fusión, y debido a la reglamentación anti monopolio en los Estados Unidos, se estableció que para que DOW y UCC pudieran fusionarse, DOW tenía que vender algunas líneas de negocios, entre las que se encontraba la línea de etanolaminas y solventes selectivos. DOW decidió quedarse con el negocio de solventes selectivos de UCC, el cual se comercializaba bajo el nombre de UCARSOL. DOW Chemical Company es un importante productor de MDEA en los Estados Unidos, y tiene una capacidad instalada para la producción de etanolaminas de 286,000 TM anuales en dos plantas ubicadas en el estado de Texas USA., y penetra el mercado mexicano a través de una subsidiaria que es DOW Química Mexicana, quien tiene oficinas de ventas en México, D.F. Es importante mencionar que una de las grandes ventajas que actualmente tiene DOW es que la UOP, una de las compañías que se dedica a licenciar tecnologías para la industria del petróleo y gas, siempre recomienda los solventes UCARSOL para aplicaciones de endulzamiento, de esta manera la extinta UCC adquirió las cargas iniciales de todas las unidades de gas de cola en el sistema de refinación, ya que la ingeniería básica de las plantas de azufre fue realizada por la UOP.

INEOS LLC (INEOS)⁵⁴. Es una compañía estadounidense, de capital inglés, quien adquiere el negocio de etanolaminas y solventes selectivos provenientes de DOW, cuentan con una capacidad instalada para producir etanolaminas de 136,000 TM anuales. La planta se ubica en el norte de

⁵¹ Información de mercado desarrollada por el autor

⁵² www://idesa.com.mx

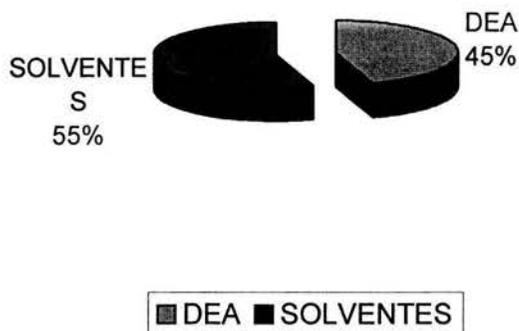
⁵³ www://dow.com

⁵⁴ www://ineos.com

Texas en los EU. Esta compañía comercializa sus productos en el ámbito mundial, bajo la marca registrada de GAS/SPEC. Uno de los grandes obstáculos que logró vencer esta compañía, fue el adecuar sus canales de distribución en un continente nuevo, si bien aunque el negocio completo de DOW fue transferido a INEOS, esto no contemplaba las oficinas de venta en México o en otros de los países de Latinoamérica o el resto del mundo; por lo que INEOS y Holland Chemical Internacional acordaron manejar un esquema de representación – distribución de producto para sus clientes en México y Latino América. En la actualidad, esto puede causar una desventaja para este productor, ya que depende fuertemente de Holland Chemical Mexicana (HCM) una subsidiaria de Holland Chemical International (HCI) para la comercialización, distribución y marketing de sus productos.

Uno de los competidores más grandes en el mercado estadounidense HUNSTMAN⁵⁵, no tiene participación en México, Huntsman tiene una capacidad instalada de 145,000 TM anuales de etanolaminas en los Estados Unidos y mantiene fuertes posiciones en otros países de Latinoamérica, y seguramente los participantes actuales tienen que seguir muy de cerca a este fabricante, en los años recientes no se produjo mucho cambio, porque la compañía se encontraba en reestructuración financiera, sin embargo la amenaza comienza a crecer ya que es quizás la compañía más agresiva en cuanto a precios se refiere, en este sector del mercado. Huntsman es el único productor del solvente DGA y comercializa sus productos bajo el nombre de JEFF TREAT.

Posición del mercado de la DEA vs solventes formulados (figura 6)⁵⁶



TOTAL MERCADO		
Producto	Volumen en TM anuales	Participación
DEA	1795	44.89%
SOLVENTES	2204	55.11%
TOTAL	3999	100.00%

BASF es otra de las compañías productoras, a quien se tiene que seguir muy de cerca, ya que es la compañía número uno de químicos en el ámbito mundial, con una sólida capacidad financiera, desafortunadamente para BASF las plantas productoras se encuentran en el continente Europeo, lo

⁵⁵ [www://hunstman.com](http://www.hunstman.com)

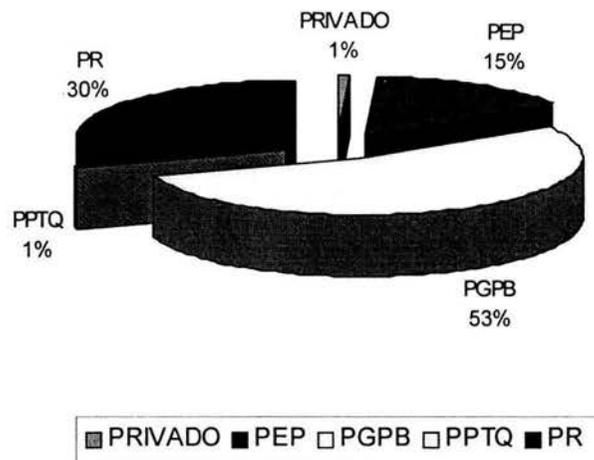
⁵⁶ Trabajo de campo estimando precios y volúmenes en referencia <http://www.compranet.gob.mx>

que dificulta enormemente la comercialización de sus productos, se cree que realmente no tienen un interés en el mercado nacional, ya que contando con la capacidad tanto técnica como financiera para poder aumentar su participación en el país, en forma significativa, no lo han realizado. Una de las grandes desventajas de esta compañía es que no ofrece un servicio técnico en la venta de su producto, el cual se comercializa bajo la marca registrada de aMDEA⁵⁷, que por sus siglas en inglés significa “activated methyl diethanol amine”

ATOFINA también se encuentra como uno de los competidores potencialmente peligrosos en el mercado mexicano, ya que constituye el cuarto grupo petrolero en el ámbito mundial, pero no mantiene plantas de producción continua en los Estados Unidos, la planta que tienen en la ciudad de Michigan IL., trabaja por baches, lo que hace un poco más difícil la introducción de sus productos al mercado. Una de las desventajas es que ellos no ofrecen alguna marca de producto, simplemente comercializan la MDEA como un solvente selectivo y al igual que BASF, no ofrecen ningún servicio técnico al cliente.

De la figura 6 podemos ubicar perfectamente que ahora la dietanolamina ya no mantiene una posición de liderazgo en el mercado del endulzamiento de gas, aunque el costo de los solventes formulados sea mucho mayor; las estrategias de marketing y ventas que se han planteado por las compañías productoras han tenido éxito, si consideramos que en el año de 1995 los solventes formulados mantenían una participación por debajo del 5%.

Distribución del mercado de productos de endulzamiento en México (figura 7)⁵⁸



TOTAL MERCADO		
Compañía	Volumen en MT anual	Participación
PRIVADO	36	0.9%
PEP	612	15.3%
PGPB	2151	53.8%
PPTQ	20	0.5%
PR	1180	29.5%
TOTAL	3999	100%

⁵⁷ [www://basf.com](http://www.basf.com)

⁵⁸ Trabajo de campo estimando precios y volúmenes en referencia <http://www.compranet.gob.mx>

Observando la figura (7), se puede entender porque las estrategias de venta se habían enfocado hacia la venta de solventes en PEMEX Gas y Petroquímica Básica, ahora las estrategias parecen enfocarse hacia el segundo grupo más grande, que es PEMEX Refinación. Con esto no se quiere decir que no es importante el mercado privado o el de PEMEX Petroquímica así como el de Exploración y Producción. Pero simplemente las compañías tratan de enfocar sus esfuerzos hacia los puntos donde se pueda obtener un mayor volumen de ventas. El volumen anual estimado de alcanolaminas para el mercado del endulzamiento de gas se estima en 4,000 toneladas lo que representa aproximadamente un mercado de siete millones de dólares americanos.

Participación de mercado por industria en México (TABLA 12)⁵⁹

PRIVADO			EXPLORACION PRODUCCION		
Compañía	Volumen en TM anuales	Participación	Compañía	Volumen en TM anuales	Participación
BASF	0	0%	BASF	0	0%
DOW	12	33%	DOW	400	65%
IDESA	24	67%	IDESA	152	25%
INEOS	0	0%	INEOS	60	10%
TOTAL	36	100%	TOTAL	612	100%

GAS Y PETROQUIMICA BASICA			PETROQUIMICA		
Compañía	Volumen en TM anuales	Participación	Compañía	Volumen en TM anuales	Participación
BASF	0	0%	BASF	10	50%
DOW	400	19%	DOW	10	50%
IDESA	639	30%	IDESA	0	0%
INEOS	1112	52%	INEOS	0	0%
TOTAL	2151	100%	TOTAL	20	100%

REFINACION		
Compañía	Volumen en TM anuales	Participación
BASF	0	0%
DOW	0	0%
IDESA	980	83%
INEOS	200	17%
TOTAL	1180	100%

Las participaciones de mercado por cada compañía, se muestran en la tabla 12 y en la figura 8, donde se separan los organismos de PEMEX, y se muestran las diferentes participaciones en cada sector⁶⁰. En esta tabla nuevamente destaca PEMEX Gas y Petroquímica Básica, como el principal cliente de las compañías líderes en el mercado de solventes formulados, seguida de PEMEX Refinación como el principal cliente de dietanolamina. Los mercados privados y el de PEMEX Petroquímica son muy pequeños, sin embargo esto no ha detenido la introducción de dichos solventes. Uno de los últimos puntos importantes a resaltar es que la compañía BASF, aunque sólo se le conoce, que mantiene una posición en la industria mexicana, sin embargo es uno de los

⁵⁹ Trabajo de campo estimando precios y volúmenes en referencia 6a

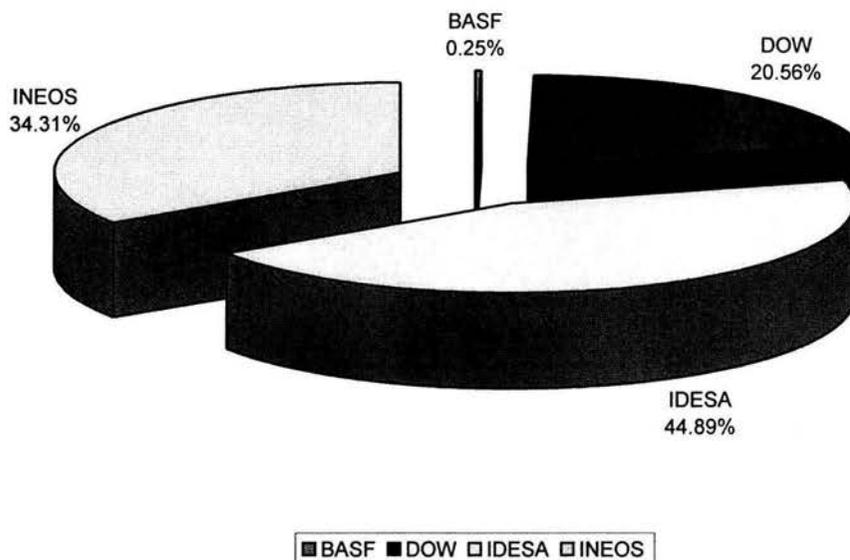
⁶⁰ Información de mercado desarrollada por el autor

competidores al que todos deberían de estar observando, pues en el momento que se decida a realmente penetrar el mercado mexicano, seguramente reclamaran su posición como una de las principales empresas productoras de óxido de etileno y de alcanolaminas.

Las participaciones totales arrojan números igualmente interesantes, como que la compañía IDESA sigue manteniendo una posición de líder en el mercado⁶¹, seguido de la compañía INEOS y DOW. La posición de líder en el mercado no obedece a una capacidad por ofertar precios más competitivos, recordemos que se trata de diferentes productos. En PEMEX las compras de monoetanolamina y dietanolamina solo pueden hacerse a productores mexicanos, el único productor mexicano es IDESA, con lo que el mercado queda cerrado a las compañías extranjeras productoras de aminas genéricas; en cambio los solventes selectivos base en MDEA no son producidos en México, al menos uno de los principales componentes de las formulaciones que es la MDEA no se producía hasta el año 2003 en México, lo que obliga a PEMEX a comprar los productos de manera internacional, es decir que el origen de los bienes pueda ser de cualquier país del mundo. Con esto la competencia es total, ya que a dichas licitaciones de PEMEX se puede entrar a participar casi cualquier razón social que demuestre que es productor o distribuidor autorizado de un productor de dichos bienes.

Participación en el mercado de alcanolaminas para endulzamiento de gas (figura 8)⁶²

TOTAL MERCADO		
Compañía	Volumen en TM anuales	Participación
BASF	10	0.25%
DOW	822	20.56%
IDESA	1795	44.89%
INEOS	1372	34.31%
TOTAL	3999	100%



⁶¹ Información de mercado desarrollada por el autor

⁶² Trabajo de campo estimando precios y volúmenes en referencia 6a

OPORTUNIDADES

Sin duda las oportunidades en el futuro estarán guiadas principalmente por dos factores: a) la interminable necesidad por los combustibles fósiles como el gas natural y las gasolinas⁶³ b) por las reglamentaciones ambientales que cada día son más estrictas, obedeciendo a un ambiente de cooperación internacional por disminuir las emisiones de azufre a la atmósfera. En el primer plano tenemos que Petróleos Mexicanos a través del director de la paraestatal PEMEX Refinación anuncio que tiene proyectos para construir una refinería mas en el país dentro de los siguientes cinco años y otra mas dentro de los siguientes ocho años.

Lo anterior obedece al esquema actual de importaciones de combustibles. Infortunadamente en el caso de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, el futuro no puede ser menos desalentador, ya que para los próximos cinco años, solo se tienen registrados proyectos que involucran gas dulce, debido a que el costo de inversión es mucho menor, no se tienen registrados otros proyectos. Esta medida afecta a las compañías que se dedican a la venta de productos para el endulzamiento de gas, mas no así a PEMEX que requiere de mucho menos capital para satisfacer la demanda. No obstante la importante cantidad de gas que actualmente se importa, los futuros proyectos están enfocados sólo a la explotación del gas dulce.

En cuanto a las presiones ambientales, el crecimiento del mercado nos ubica nuevamente en el sector de Refinación, pues existe una propuesta de norma que regularía aun más la cantidad de azufre en los combustibles⁶⁴ así como la que regularía las emisiones de azufre emitidas a la atmósfera; PGPB cumple actualmente con dichas disposiciones, pues ha invertido grandes sumas de dinero en años pasados en sistemas de recuperación de azufre como las 10 plantas de azufre con tecnología súper claus para la recuperación de gas de cola; el cambio a solventes selectivos para aumentar la eficiencia de conversión del azufre en los reactores claus y finalmente el uso de nuevos catalizadores en el primer reactor del proceso claus. Estas medidas tomadas por PEMEX Gas seguramente serán seguidas por su contraparte de Refinación dando esto una gran oportunidad a los vendedores de solventes selectivos.

Ahora bien, se puede comprender que las oportunidades de crecimiento se encuentran en refinación, las dimensiones del mercado son difíciles de estimar, pero de manera general se podría decir que el sector de refinación puede crecer hasta en un 50% en los próximos cinco años. Otro factor importante de crecimiento del mercado son las reconfiguraciones de las refinerías existentes (REBAMP) en donde se les da una mayor flexibilidad a producir gasolinas de alto octanaje así como en el tratamiento de los residuos de las destilaciones primarias y de vacío mediante unidades coquizadoras; en total se estima que en los siguientes tres años se instalen mas de quince plantas endulzadoras en las refinerías existentes, con lo que contribuirán notablemente al 60% de crecimiento estimado.

Como último punto, sin que deje de tener su importancia, se encuentran los trabajos y presiones ambientales por los gases de efecto invernadero, en donde se pretenden emplear tecnologías de descarbonización de las corrientes de gas post o pre combustión⁶⁵. El sistema de post combustión se trató en el capítulo tres, el sistema de pre descarbonización consiste en retirar los gases efecto

⁶³ Asociación Nacional de la Industria Química. Diciembre 2000. Informe anual 2000. Asociación nacional de la industria química. México DF México.

⁶⁴ <http://senerg.gob.mx> y <http://www.pemex.com>

⁶⁵ Audus Harry; Kaarstad Olav; Skinner Geoff. 2001. CO₂ capture by pre combustion decarbonisation of natural gas. Greenhouse Gas R&D Program, Statoil R&D center. Norway.

invernadero antes de que entren a la turbina de generación; produciendo hidrógeno a partir del gas natural y finalmente alimentar los sistemas de generación de electricidad con hidrógeno del proceso de producción de hidrógeno, también se trató en el capítulo tres, dichos trabajos aunque son altamente costosos pueden ayudar sensiblemente a la disminución de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Quizás la parte más importante de todas las oportunidades de mercado es el contar con gente capacitada y capaz de encontrar y tomar dichas oportunidades, pues de esto dependerá definitivamente el éxito comercial de las compañías productoras o comercializadoras de alcanolaminas.

V COMERCIALIZACION

VENTA DE ESPECIALIDADES QUÍMICAS

Para hablar sobre venta de productos químicos, se requiere hacer de primera mano una diferenciación entre dos tipos de productos: los llamados “comodities” y las “especialidades” ambos pueden ser productos químicos, pero los productos comodities son productos con tecnologías ordinarias de fabricación y bien conocidas en el mercado, de manera que el producto que se ofrece no presenta ninguna diferenciación de los productos de la competencia. Son productos en donde aunque existan variantes al proceso productivo solo representa cambios menores en sus propiedades finales, que en ocasiones son ventajas, pero en otras representan desventajas, las cuales en general no son apreciadas por el consumidor final. Un ejemplo clásico puede ser representado por el caso de la fabricación de los etilenglicoles, existen pocos licenciadores de la tecnología para la fabricación de éstos a partir de óxido de etileno, pero una vez que se adquiere la tecnología, el producto final sólo tendrá ligeras variaciones en cuanto a contenido de humedad en los productos finales monoetilenglicol (MEG), dietilenglicol (DEG) y trietilenglicol (TEG)¹.

En el mercado, para los líquidos automotrices (anticongelantes) el dietilenglicol, se diluye con agua al 30 o 20% en peso², por lo que lo que podría significar una ventaja de mayor “pureza” representa solo un incremento en el costo de fabricación de dichos productos y la “ventaja” deja de parecer como tal. En ocasiones puede parecer injusto el mercado, porque si un fabricante invierte cierta cantidad de dinero en generar glicoles de alta pureza, en lugar de representar esto una mayor ventaja para lograr la venta, seguramente tendrá dificultad para venderlos en este tipo de mercado, ya que el cliente final no apreciará ventaja alguna.

Generalmente los productos “comodities” tienen precios similares de todos los fabricantes, ya que parten de tecnologías muy similares, sin embargo las diferencias en precios se pueden deber básicamente a dos razones, que son las que hacen que la compañía tenga o no éxito en esa línea de productos: A) el costo de las materias primas, B) el desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes. Mientras el costo de las materias primas de todos los productores de etilenglicoles se mantenga similar, entonces el costo final de los productos será similar y el éxito de un menor costo dependerá principalmente de la habilidad administrativa de la compañía, afortunadamente o desafortunadamente para otras, existen compañías multinacionales que consolidan el volumen total de sus materias primas de todas sus plantas de una región geográfica y las negocian por el mejor precio de compra posible, para que de esta manera tengan una mucho mejor oportunidad en el precio de venta de sus productos terminados. En cuanto al desarrollo de la tecnología es una de las partes más importantes, ya que el desarrollo de nuevos catalizadores o el empleo de nuevas síntesis puede generar un proceso totalmente diferente y mucho más económico para la fabricación de un producto determinado, es entonces en donde una compañía puede tomar completamente el control de un mercado de los productos “comodities”.

El caso de los productos de especialidades químicas, productos constituidos en su formulación por productos “comodities” bajo patentes o formulaciones secretas, que permiten una amplia diferenciación en el mercado, ya que se vende la idea al consumidor final de que no existe ningún producto igual³, y es entonces en donde el término “similar” tiene sentido, pues la competencia comenta que aunque los productos sean similares, los rendimientos serán mejores. Los productos de especialidades generalmente tienen bajos costos de producción respecto a su precio de venta, pues

¹ Nelson Wilbur L. 1975. Petroleum refinery engineering. McGraw-Hill. Houston Texas USA.

² Investigación realizada por el autor

³ Edwards D.J; Bacon T.R; Dupart M.S.. April and May 1993. Understanding alkanolamine gas treating plants part 1 and 2. Hydrocarbon Processing. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.

buscan resarcirse de alguna manera, de la inversión realizada en la investigación y el desarrollo. Al mismo tiempo los precios de los commodities se encuentran expuestos al precio que el mercado imponga sobre ellos, de acuerdo a la ley de la oferta y demanda, ya que fácilmente se pueden encontrar competidores que ofrezcan el mismo producto bajo condiciones comerciales iguales; en cambio el cambiar a un producto de especialidad requiere de un poco más de trabajo ya que “al no existir productos iguales” la planta o el laboratorio de pruebas del cliente tendrá que evaluar alternativas en productos similares y de esta manera el precio de los productos de especialidades se puede defender, sin embargo no están exentos de la ley de la oferta y la demanda, y generalmente cuando existe una fuerte competencia entre productos de especialidades, el resultado es que ninguna compañía gana, el único ganador es el cliente comprador, pues logra obtener secretos de la formulación de los productos y de esta manera aplicar un mejor criterio de selección para la compra de este tipo de productos con lo que puede invitar a otros competidores a ofrecer sus productos.

Una de las grandes diferencias que existe entre los productos “comodities” y de especialidades es que estos últimos requieren de una gran labor de venta, además de que se requiere de un alto conocimiento técnico para ir desplazando el producto de la competencia o ir desplazando los productos commodities del mercado. En el caso particular del endulzamiento de gas de este trabajo se considera a los solventes formulados como especialidades y a la dietanolamina o monoetanolamina como productos “comodities”, aunque estos en otro segmento del mercado no lo sean. Otra gran diferencia que existe entre la comercialización de estos productos es que la dietanolamina y la monoetanolamina (aminas genéricas) se establecieron primero en el mercado y ahora las estrategias de mercado están encaminadas a desplazar los genéricos y a luchar contra los solventes formulados de las diferentes compañías. Para hacer esto se requiere de un equipo técnico altamente conocedor de los procesos de endulzamiento, así como de las ventajas y desventajas que puedan presentar los diferentes productos.

El valor del conocimiento técnico sí representa una ventaja en los vendedores de este tipo de productos, por las siguientes razones⁴.

- Ubicar oportunidades de venta o nuevos nichos de mercado
- Identificar las necesidades del cliente, aunque el no las tenga claras
- Generar una estrategia para el cambio de un producto a otro
- Defender técnicamente el producto de una mala operación
- Planteamiento de una estrategia

Uno de los aspectos más importantes en las empresas que tienen una visión a futuro, es que siempre se encuentran en la búsqueda de nuevos productos o nuevos nichos de mercados para sus productos actuales. Los solventes formulados empezaron a ser usados exclusivamente en el tratamiento de gas natural, emigrando posteriormente al tratamiento en refinación, muy probablemente por la similitud de los procesos, para continuar hacia el tratamiento en plantas de generación de hidrógeno. Ahora no solo tienen una competencia contra las aminas genéricas, sino también contra tecnologías como el Catacarb o el carbonato de potasio. La visión que se tuvo en un cierto momento para dar un salto entre el tratamiento de gas natural y el gas de refinación ahora se visualiza muy sencillo, pero solo un vendedor que comprendía técnicamente la fisicoquímica y la naturaleza del proceso pudo entender y proponer que el producto también se podía aplicar a estos sistemas, ahora existen cambios menores en las formulaciones de dichos productos diferenciando los sistemas de refinación

⁴ Hydrocarbon publishing Company. July 1992. Modern refinery operations and practices. Houston Texas USA.

a los de gas natural, en donde se han aprovechado las ventajas del proceso para hacer mas eficiente un producto.

Definitivamente, la parte más importante en la venta de un producto es poder hacer ver al cliente que las ventajas del producto que se ofrece cubren plenamente las necesidades que él requiere. ¿Cómo realizar dicha tarea si no se conocen cuales son las necesidades del cliente? Por esto es fundamental para los vendedores ubicar realmente la necesidad, ya sea de factores internos o de factores externos. Como ejemplo, está el caso de las refinerías en el estado de California en los Estados Unidos. El motivo inicial por el que este tipo de industria empezó a emigrar de un producto genérico a una especialidad de solvente formulado no fue el incremento de capacidad que les prometía el nuevo producto; sino fue la presión ambiental que recibían los industriales por mantener emisiones a la atmósfera libres de azufre⁵; entonces un vendedor con muchos conocimientos técnicos pudo ligar la necesidad existente de mejorar la eficiencia de recuperación de azufre en las plantas de azufre contra la calidad del gas endulzado en los sistemas de las refinerías. Hasta el momento este fue realmente el motivo del cambio, muchos vendedores intentaron vender la idea de incremento de capacidad con resultados regulares, y el verdadero éxito se logró cuando se hizo ver al cliente que sus problemas de emisiones los podía arreglar fácilmente con pequeños cambios de producto.

Para generar una idea final sobre el cambio de un producto a otro, se requiere que el cliente reciba una evaluación completa de su sistema actual y una proyección de cómo será el comportamiento con el nuevo producto propuesto. En la actualidad esto se hace mediante el empleo de simuladores de proceso, aunque no necesariamente el vendedor tiene que realizar esta tarea, si tiene que conocer acerca de lo que el especialista en simulación se encuentra realizando, solo así se podrán obtener modelaciones reales del sistema con las restricciones reales que una simulación de proceso requiere.

Finalmente cuando el producto ya se encuentra instalado y operando, el problema clásico a enfrentar es la frase: “antes del cambio no teníamos ningún problema, ahora tenemos un producto nuevo seguramente esto está ocasionando el mal”; la ideología y la cultura que vivimos en este tipo de medios es la principal causa de que los clientes regresen al empleo de tecnologías pasadas. El producto puede ser el mejor del mercado y funcionar de la mejor manera, pero si el cliente no lo emplea como debe, entonces no se podrá demostrar que el producto es bueno. El defender técnicamente el producto es tan importante como la venta misma, pues de esto depende el mantener el negocio para el futuro.

Las estrategias siguen manteniendo una connotación competitiva. Los administradores lo usan cada vez mas para señalar áreas amplias de operación. Existen autores que definen las estrategias como la determinación de los objetivos básicos a largo plazo de una empresa y la adopción de los cursos de acción y asignación de los recursos necesarios para alcanzarlos⁶. Para tales planteamientos tenemos que conocer a nuestros clientes, su manera de pensar, así como conocer e interpretar sus necesidades. Esto lo podemos lograr solo con el aporte del conocimiento técnico de los productos que se comercializan.

Estos cinco pequeños puntos son lo que nos ofrece el valor del conocimiento técnico, y observamos que la comercialización de los solventes formulados requiere de que el vendedor tenga acceso a

⁵ Gearhart J.A; Good G.J; Jacobs J.H.. September 1974. Refining process handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.

⁶ Koontz Harold and Wehrich Heinz. 1994. Administración una perspectiva global. McGraw-Hill, México DF México.

ellos para poder tener un éxito en el mercado y de esta manera que las compañías puedan consolidarse dentro de esta rama de negocios.

PLANTEAMIENTO DE UNA ESTRATEGIA

La planeación es la más básica de todas las funciones administrativas. La planeación incluye seleccionar misiones y objetivos, así como las acciones para alcanzarlos; requiere de tomar decisiones es decir, seleccionar entre diversos cursos de acción futuro⁷. Así la planeación provee un enfoque racional para lograr objetivos preseleccionados. La planeación permite salvar la brecha que nos separa del sitio en donde nos encontramos a donde queremos ir. Hace que ocurran cosas que de lo contrario no hubiesen sucedido. Aunque no se puede predecir el futuro y aunque factores fuera de nuestro alcance puedan intervenir con los planes mejor preparados, si no se planea, se deja que los sucesos ocurran por casualidad. La planeación es un proceso que requiere un esfuerzo intelectual; requiere determinar conscientemente los cursos de acción a seguir y basar las decisiones en propósitos, conocimientos y estimaciones bien estudiados. La naturaleza de la planeación se encuentra conformada por: a) su contribución al propósito y los objetivos, b) su supremacía entre las tareas del administrador, c) su generalización y d) la eficiencia de los planes resultantes.

El propósito de las estrategias es determinar y transmitir mediante un sistema de objetivos y políticas básicas una imagen de la clase de negocio que se desea proyectar. Las estrategias no intentan describir con exactitud cómo la empresa logrará sus objetivos, puesto que esta es la tarea de incontables programas de apoyo, pero ofrecen una estructura para orientar el pensamiento y la acción. Sin embargo su importancia para guiar la planeación justifican la separación de las estrategias como un tipo de plan para propósitos con fines de análisis. Podemos establecer ciertos pasos prácticos para concebir una idea total de la planeación. En donde tenemos:

1.- Detección de las oportunidades.- Aunque precede a la planeación real, por lo tanto no es estrictamente parte del proceso de planeación, la detección de las oportunidades tanto en el ambiente externo como dentro de la organización, es el verdadero punto de partida de la planeación. Siempre es conveniente hacer un examen preliminar de las posibles oportunidades futuras y verlas con claridad y de manera completa, saber donde se encuentran, de acuerdo con los puntos personales fuertes y débiles, comprender que problemas se desean resolver y porque, así como saber lo que se espera ganar. El establecimiento de objetivos factibles depende de este conocimiento. La planeación requiere de un diagnostico realista de la determinación de oportunidades.

2.- Establecimiento de objetivos.- El segundo paso consiste en establecer objetivos para toda la empresa y posteriormente para cada área de trabajo subordinada, lo cual debe realizarse tanto para el largo como para el corto plazo. Los objetivos especifican los resultados esperados y señalan los puntos finales de lo que se debe de hacer, a que habrá que darle prioridad y que se debe de lograr con la red de estrategias, políticas, procedimientos, reglas, presupuestos y programas. Los objetivos de la empresa determinan la dirección de los planes principales, que al reflejar estos objetivos, definen el objetivo particular de cada departamento principal. A su vez los objetivos de estas divisiones controlan los de los departamentos subordinados y así sucesivamente.

3.- Desarrollo de premisas.- El tercer paso es el difundir y obtener consenso para utilizar premisas críticas de planeación, tales como los pronósticos, las políticas básicas y los planes ya existentes en la compañía. Estas son suposiciones sobre el ambiente en que el plan debe ejecutarse. Es importante

⁷ Koontz Harold and Wehrich Heinz. 1994. Administración una perspectiva global. McGraw-Hill, México DF México.

que todos los que participen en la planeación estén de acuerdo con las premisas. De hecho el principio básico de las premisas de planeación es: “cuando las personas encargadas de la planeación comprendan y estén mas de acuerdo en utilizar premisas más congruentes, mas coordinada será la planeación de la empresa” La elaboración de pronósticos es importante en el establecimiento de premisas tales como: ¿Cuál será el mercado?, ¿Qué volumen de ventas?, ¿Qué precios?, ¿Qué productos?, ¿Qué avances técnicos?, ¿Qué costos?, ¿Qué tasas y políticas tributarias?, ¿Cómo se financiará la expansión?, entre otras.

4.- Determinación de cursos alternativos de acción.- Este paso consiste en buscar y analizar cursos alternativos de acción, en particular aquellos que no resultan inmediatamente evidentes, pocas veces hay un plan para el que no existan alternativas razonables y con bastante frecuencia, una que no es obvia es la mejor. El problema más común no es encontrar las alternativas, sino reducir su número para poder analizar la más prometedora.

5.- Evaluación de cursos alternativos de acción.- Después de buscar los cursos alternativos y examinar sus puntos fuertes y débiles, el paso siguiente es evaluarlos, se debe ponderar a la luz de las premisas y las metas previamente fijadas. Quizás un curso parezca ser el más lucrativo, pero puede ser el que requiera de mayor inversión y de menor tiempo de recuperación. Otro puede parecer menos rentable pero es el que represente menor riesgo. Si el único objetivo de la empresa fuera el de incrementar en el corto plazo sus utilidades, si el futuro no le fuera incierto, si la situación del efectivo y la disponibilidad de capital no fueran preocupantes y si la mayoría de los factores se pudiera reducir a información precisa, esta evaluación sería relativamente fácil.

6.- Selección de un curso de acción.- Este es el punto en el cual se adopta el plan, el punto real de la toma de decisiones, ocasionalmente un análisis y evaluación de cursos alternativos revela que dos o mas de ellos son aconsejables y quizás el administrador decida seguir varios cursos en lugar elegir el mejor.

7.- Formulación de planes derivados.- Pocas veces cuando se toma una decisión la planeación está completa, por lo cual se aconseja un séptimo paso. Casi invariablemente se necesitan planes derivados para respaldar el plan básico.

8.- Expresión numérica de los planes a través del presupuesto.- Después de tomar las decisiones y establecer el plan, el paso final es darle significado, esto es darle una expresión numérica convirtiéndolos en presupuestos. Los presupuestos globales de una empresa representan la suma total de los ingresos y los gastos, con las utilidades resultantes, más los presupuestos de las principales partidas del balance general, como lo son el efectivo y los gastos de capital.

En la actualidad la mayoría de las empresas realizan planeación estrategia, aunque existe una variación considerable entre los grados de complejidad y formalidad. Desde un punto de vista conceptual, la planeación estratégica es engañosamente sencilla. Analiza la situación actual y la que se espera para el futuro, determina la dirección de la empresa y desarrolla medios para lograr la misión⁸. En realidad es un proceso complejo que requiere de un enfoque sistemático para identificar y analizar factores extremos a la organización y confrontarlos con las capacidades de la empresa. La planeación se hace en un ambiente de incertidumbre, nadie puede estar seguro de cómo será el ambiente externo o el interno, ni siquiera en la siguiente semana y mucho menos dentro de varios años, por consiguiente las personas realizan suposiciones o pronósticos sobre el ambiente futuro, algunos de los pronósticos se convierten en suposiciones para otros planes. Las estrategias dan

⁸ Koontz Harold and Weihrich Heinz. 1994. Administración una perspectiva global. McGraw-Hill, México DF México.

dirección, son estructuras para los planes operacionales y afectan todas las áreas de la administración. La estrategia se refiere a la determinación del propósito y los objetivos básicos a largo plazo de una empresa y a la adopción de cursos de acción, así como la asignación de los recursos necesarios para alcanzar estos propósitos. Por consiguiente los objetivos son una parte de la elaboración de la estrategia.

En la actualidad los diseñadores de estrategias cuentan con la ayuda de varias matrices que muestran las relaciones entre las variables decisivas, como lo es la matriz de TOWS. Esta matriz tiene un alcance amplio; la matriz de TOWS es una estructura conceptual, para un análisis sistemático que facilita la adecuación de las amenazas y oportunidades externas con las fortalezas y las debilidades internas de una organización. En la matriz de TOWS la T representa las amenazas (treta), la O, las oportunidades (oportunities), la W las debilidades (weaknes) y la S las fortalezas (strength)

Matriz de TOWS para la formulación estratégica (figura 1)⁹

Factores internos Factores externos	FORTALEZAS INTERNAS (S) Por ejemplo las fortalezas en administración, operación, finanzas, mercadotecnia, investigación y desarrollo, ingeniería.	DEBILIDADES INTERNAS (W) Por ejemplo: debilidades en áreas que aparecen en el cuadro de fortalezas.
OPORTUNIDADES EXTERNAS (O) Por ejemplo: condiciones económicas actuales y futuras, cambios políticos y sociales, nuevos productos, servicios y tecnología.	Estrategia SO: Maxi – Maxi Probablemente la estrategia más exitosa que utilizan los puntos fuertes de la organización para aprovechar las oportunidades.	Estrategia WO: Mini – Maxi Por Ejemplo: estrategia de desarrollo para superar las debilidades con el fin de aprovechar las oportunidades.
AMENAZAS EXTERNAS (T) Por Ejemplo: carencia de energía, competencia así como áreas que aparecen en el cuadro de oportunidades	Estrategía ST: Maxi – Mini Por ejemplo: uso de los puntos fuertes para hacer frente a las amenazas o evitarlas.	Estrategia WT: Mini – Mini Por ejemplo: atrincheramiento, liquidación o conversión.

En la figura 1, se presentan al mismo tiempo cuatro diferentes estrategias que ofrece la matriz de TOWS, las cuales se basan en el análisis del ambiente externo (amenazas y oportunidades) y el ambiente interno (fortalezas y debilidades). La estrategia WT intenta disminuir al mínimo, tanto las debilidades como las amenazas. Puede ser necesario que la compañía, por ejemplo realice una conversión, se contraiga o incluso se liquide. La estrategia WO intenta minimizar los puntos débiles y maximizar las oportunidades. Por consiguiente una empresa con ciertas debilidades en algunas áreas puede desarrollar esas áreas dentro de la empresa o adquirir en el exterior los elementos necesarios, como tecnología o personas con las habilidades requeridas, lo cual permite aprovechar las oportunidades en el ambiente externo. La estrategia ST, se basa en las fortalezas de la organización para hacer frente a las amenazas en el ambiente. El propósito es maximizar las

⁹ Koontz Harold and Weihrich Heinz. 1994. Administración una perspectiva global. McGraw-Hill, México DF México.

primeras y minimizar las segundas, por lo tanto una compañía puede usar sus fuerzas tecnológicas, financieras administrativas o de mercadotecnia para enfrentar las amenazas de un nuevo producto lanzado por un competidor. Finalmente, la situación más deseable es la estrategia SO, en donde sin duda el propósito de las empresas es desplazarse desde otras posiciones en la matriz hasta ésta. Si tienen debilidades tratarán de superarlas, convirtiéndolas en fortalezas, si se enfrentan a amenazas, las sortearán para poder concentrarse en las oportunidades.

Para una empresa comercial, las principales estrategias y políticas que le dan una dirección general a las operaciones, suelen encontrarse en las siguientes áreas¹⁰:

- a) Crecimiento.- Las estrategias de crecimiento dan respuesta a preguntas como: ¿Cuánto crecimiento debe de haber?, ¿Qué tan rápido?, ¿Dónde?, ¿Cómo debe de ocurrir?.
- b) Finanzas.- Toda empresa comercial, así como cualquier empresa no lucrativa, debe de tener una estrategia clara para financiar sus operaciones. Hay varias formas de hacerlo y por lo general muchas limitaciones.
- c) Organización.- Esta se refiere al tipo de modelo organizacional que adopta cada empresa. Responde a preguntas prácticas como: ¿En qué medida se debe centralizar o descentralizar la autoridad para la toma de decisiones?, ¿Qué tipos de modelos departamentales son los más apropiados?
- d) Personal.- Pueden existir muchas estrategias en el área de recursos y relaciones humanas, referidas a temas tales como las relaciones sindicales, compensaciones, selección, contratación, capacitación y evaluación.
- e) Relaciones públicas.- Es muy difícil que las estrategias en esta área puedan ser independientes; deben de respaldar otras estrategias y esfuerzos importantes, también se debe diseñar a la luz del tipo de negocio de la compañía, su cercanía con el público y su susceptibilidad a las reglamentaciones gubernamentales.

Las estrategias de mercadotecnia, se han diseñado para orientar a los administradores a obtener productos o servicios para los clientes e incentivarlos para que los compren, las estrategias de mercadotecnia están relacionadas estrechamente con las estrategias de productos; deben de estar interrelacionadas y respaldarse mutuamente. Un negocio apenas puede sobrevivir sin por lo menos una de estas funciones y preferiblemente ambas, productos y mercadotecnia.

Las preguntas fundamentales que sirven como pautas, para establecer una estrategia de mercado son las siguientes¹¹.

- 1) ¿Dónde se encuentran nuestros clientes y por qué compran?
- 2) ¿Cómo compran nuestros clientes?
- 3) ¿Cómo nos conviene vender?
- 4) ¿Tenemos algo que ofrecer, que nuestros competidores no tengan?
- 5) ¿Deseamos tomar medidas legales para desanimar la competencia?
- 6) ¿Necesitamos y podemos proporcionar servicios de apoyo?
- 7) ¿Cuál es la mejor estrategia de precios?
- 8) ¿Cómo podemos servir mejor a nuestros clientes?

En la implantación de la planeación estratégica es importante considerar que algunas de las causas del fracaso pueden ser las siguientes¹².

- 1) Los administradores no están bien preparados para la planeación estratégica

¹⁰ Koontz Harold and Wehrich Heinz. 1994. Administración una perspectiva global. McGraw-Hill, México DF México.

¹¹ Koontz Harold and Wehrich Heinz. 1994. Administración una perspectiva global. McGraw-Hill, México DF México.

¹² Koontz Harold and Wehrich Heinz. 1994. Administración una perspectiva global. McGraw-Hill, México DF México.

- 2) La información para preparar los planes es insuficiente para planear la acción
- 3) Las metas de la organización son demasiado indefinidas, lo cual disminuye su valor
- 4) Las utilidades del negocio no están definidas con claridad
- 5) Las revisiones de los planes estratégicos, para las unidades de negocio no se realizan de un modo eficaz
- 6) El vínculo entre planeación estratégica y control es insuficiente.

Recordemos que parte primordial de la acción de un vendedor es tener una estrategia del producto y del marketing bien definida, así como los conceptos inherentes al mercado. De esto dependerá el éxito que pueda tener la incursión de una compañía.

COMPRAS GUBERNAMENTALES

En México el 99% del mercado de los productos para endulzamiento tienen que ver con compras gubernamentales¹³. Petróleos Mexicanos PEMEX, forma parte del sistema de empresas paraestatales y como tal, sus compras se rigen por la ley de adquisiciones, arrendamientos y servicios del sector público vigente (LAASSP). De aquí resulta la importancia de entender cómo es que compra este sector industrial.

PEMEX bajo cualquiera de sus subsidiarias no puede comprar por ningún motivo de manera directa algún producto o servicio que represente una erogación mayor a los 30,000 pesos¹⁴. Las compras tienen que realizarse por medio de una licitación pública o por medio de una invitación cerrada y en casos muy especiales mediante un procedimiento de adjudicación directa, en donde el nombre no significa que el producto ya esté asignado.

Licitación pública nacional¹⁵.- Este tipo de licitación se emite cuando los productos o bienes que desee comprar PEMEX, sean producidos en territorio nacional, por empresas debidamente conformadas ante las leyes mexicanas. Este procedimiento cierra las puertas a los concursantes que pretendan ofertar bienes fabricados en cualquier lugar del planeta que no sea México. Los participantes pueden ser productores o distribuidores. Generalmente en compras con volúmenes grandes los productores asisten y ofertan el mejor precio que puedan o el que ellos consideren va de acuerdo al mercado. Mas adelante se abundará en la relación entre precio y valor del producto que se ha generado en los concursos de PEMEX.

La licitación se compone de dos etapas, la primera, etapa técnica que es en donde se describe técnicamente el producto que se oferta acompañado con una cantidad sin igual de documentos que prueben que la empresa se encuentra legalmente constituida en México; incluso es necesario presentar cartas de autorización, para que en caso de que el licitante resulte ganador y este no estuviese al corriente en sus declaraciones fiscales, se descuenta de la factura por pagar dichas retribuciones fiscales.

Desgraciadamente es una práctica que las compañías han tenido que aceptar, con el afán de introducirse a vender sus productos a uno de los mercados más grandes de México. En esta etapa, de

¹³ Investigación realizada por el autor

¹⁴ Ley de Adquisiciones Arrendamientos y Servicios del Sector Público, (LAASSP)

¹⁵ Ley de Adquisiciones Arrendamientos y Servicios del Sector Público, (LAASSP) y <http://www.compranet.gob.mx>

evaluación, todos los documentos son revisados minuciosamente por personal del área de compras de PEMEX, al final de la cual se emite un fallo técnico, en donde se aprueba o desaprueba la propuesta de un licitante. El que la propuesta técnica quede aprobada quiere decir que su propuesta económica o cotización sea susceptible de ser revisada y comparada contra el precio de los otros concursantes aprobados. En caso de que la propuesta técnica no sea aprobada, el concursante queda inmediatamente descalificado del concurso y su cotización no puede ser abierta (ya que las propuestas técnicas y económicas se entregan en sobres cerrados y por separado). En la siguiente etapa, que es la apertura económica, consiste en someter a consideración los precios y condiciones de entrega de los licitantes. El licitante adjudicado será aquel que cumpla con todos los aspectos técnicos y que su precio resulte el menor.

Licitaciones públicas internacionales¹⁶.- Este modelo de contratación de bienes, se encuentra abierto a productos fabricados en todo el mundo. Sin embargo se establece un margen preferencial de referencia; es decir para los productores mexicanos que así lo soliciten se les otorgará un 10% de margen de ventaja sobre los productos importados. Así se tiene que si el precio más bajo es de 10 \$/Kg y un participante que fabrica sus productos en México oferta 10.9\$/Kg, este último es el ganador, ya que la ley de adquisiciones protege al empresario mexicano y de esta manera los empleos en México. Los competidores pueden variar desde fabricantes mundialmente reconocidos, hasta empresas de distribución debidamente establecidas, la nacionalidad de los participantes como persona moral puede ser cualquiera y no requieren de que tengan oficinas o instalaciones en México. El procedimiento consta igualmente de dos etapas, técnica y económica. En algunos casos se permite emitir las cotizaciones en la moneda de origen de los bienes; en otros, por el contrario, todo licitante sea extranjero o mexicano que coticie bienes hechos en los EUA, deberá cotizar a PEMEX en pesos mexicanos, con lo que queda expuesto a la paridad del tipo de cambio. En ésta última situación, el negocio se vuelve altamente riesgoso, porque comprar o producir en dólares y vender en pesos mexicanos, no es solo una mala decisión es prácticamente un suicidio hoy en día, algunas empresas optan por comprar coberturas financieras en caso de que el tipo de cambio se desplace más de lo esperado, pero igualmente este tipo de costos debe de ser absorbido por el licitante.

Invitación a cuando menos tres personas¹⁷.- Este tipo de contratación no es muy frecuente. Esta puede ser de tipo nacional o internacional, en donde la única variante es que la invitación no es pública y solo se invitan a participar a tres personas, que cuenten con una amplia experiencia en el bien de que trate dicha licitación.

Adjudicación directa¹⁸.- Este tipo de contratación es muy inusual y es solo realizable para montos menores a 30,000 pesos. Consiste en pedir de manera abierta al menos dos cotizaciones, como lo realiza cualquier compañía privada, y tomar la opción más económica. Existen opciones de adjudicación directa hacia la compra de tecnología especializada que tenga un costo mayor a los 3,000 USD pero requiere de la autorización directa de la gerencia de administración y finanzas así como de ser aprobada en un comité de compras, integrado por el área usuaria, el área de compras y el área legal de la paraestatal involucrada.

Este sistema de compras, aunque a primera vista pareciera funcionar bien, pues se protege al empresario mexicano, se estimula la fabricación de productos en México, se evalúan técnicamente los productos y finalmente lo que decide es el mejor precio de compra; en realidad resulta poco

¹⁶ Ley de Adquisiciones Arrendamientos y Servicios del Sector Público, (LAASSP) y <http://www.compranet.gob.mx>

¹⁷ Ley de Adquisiciones Arrendamientos y Servicios del Sector Público, (LAASSP) y <http://www.compranet.gob.mx>

¹⁸ Ley de Adquisiciones Arrendamientos y Servicios del Sector Público, (LAASSP) y <http://www.compranet.gob.mx>

funcional, tanto para PEMEX, como para el país; y todavía es mucho menos funcional para las compañías concursantes que ofertan bienes de prestigio. Este sistema de contratación de bienes, ha resultado muy adecuado en la adquisición de papelería, muebles de oficina y posiblemente equipos de cómputo, pero no lo ha sido tanto en la adquisición de productos químicos.

La principal dificultad radica, en lo extremadamente difícil que resulta poder diferenciar la calidad de un catalizador o de un producto químico de especialidades, con la simple evaluación de una hoja de fichas técnicas, que en ocasiones son sólo copias fotostáticas de manuales de algún otro fabricante. Esto ha traído como consecuencia que las compañías productoras se retiren del mercado mexicano, y dejen toda la responsabilidad de la venta a empresas distribuidoras; porque de esta manera los productores buscan no desgastarse en la burocracia de PEMEX, en situaciones tales como quedar descalificados en la etapa técnica por que les falta una firma en una de las 100 hojas de que consta la propuesta (en algunos concursos la documentación supera las 100 hojas), o el omitir un documento.

Todo esto conduce al verdadero problema, la aparición de compañías vendedoras de productos piratas, es el mas grave y afecta tanto a PEMEX mismo como a las empresas productoras. Toda esta cadena de "requisitos" ha generado que compañías piratas, ofrezcan productos, que no obstante declarar que son similares, en realidad al probarlos no funcionan y no cumplen con la calidad ofertada¹⁹. Por principio esto conduce a una competencia en condiciones desiguales, lo que preocupa fuertemente a las empresas; aunque en general a las empresas grandes no les preocupa la competencia, si les preocupa competir en condiciones desiguales de calidad por que entonces los costos de los productos ya no son iguales.

Otro de los grandes defectos de este sistema de contratación es, que el realizar una compra por cualquiera de estos métodos toma mas de cuatro meses y en ocasiones mas de un año. En los capítulos anteriores se ha comentado cómo plantear y convencer al área usuaria de cambiar de producto y de tecnología, sin embargo el último paso es donde los mejores proyectos se han quedado. Se ha observado, que el tiempo que toma desde que se hizo la presentación de una tecnología de endulzamiento hasta el día en que es la primera carga ha tomado mas de dos años. Este tipo de ventas no es rentable para ninguna compañía. Finalmente quien pierde mas es PEMEX pues se aleja por completo de proveedores que ofertan productos realmente de calidad, pierde la oportunidad de permitir el acercamiento de nuevas y frescas ideas que van surgiendo en el mercado, esto representa una de las razones por las cuales sus proceso productivos se han ido deteriorando.

Quizás una de las peores partes de este sistema, es que evita el uso del criterio del comprador, lo que nos regresa a la idea original de porque se plantearon estas reglas que fue la corrupción. Pero se requeriría de un análisis mas completo para ubicar que la mejor compra no es siempre lo mas barato. Las grandes corporaciones hoy en día, cuentan con una división para el área de los suministros, cadena de suministros, la cual no solo consigue los mejores productos sino a las mejores condiciones. Incluso se logran contratos de suministro por cantidades mucho mayores a las que se manejan con Petróleos Mexicanos y se llevan a cabo de una manera más efectiva.

La función del agente de ventas es, en todo momento, enfocar sus esfuerzos para que antes de que se publiquen en la licitación los detalles como el tipo de moneda a cotizar, los tiempos de entrega y la presentación de los productos, éstos sean tal y como se entregaron en la propuesta original al

¹⁹ Investigacion de campo realizada por el autor; comentarios del personal de PEMEX Gas y Petroquímica Básica

personal del área usuaria. Los precios se ven realmente afectados por que éstos llegan a ser públicos y son consultados por cualquier persona en una dirección de Internet²⁰.

En definitiva, se puede establecer que el papel de un agente de ventas, puede traer mucho mas beneficio que si simplemente la compañía espera pasivamente a que se publiquen los concursos en el diario oficial de la federación; por esto las compañías han invertido grandes cantidades de recursos en personal capacitado para el área de ventas.

²⁰ Ley de Adquisiciones Arrendamientos y Servicios del Sector Publico, (LAASSP) y <http://www.compranet.gob.mx>

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se espera que el mercado de endulzamiento de gas en México mantenga un crecimiento continuo y sostenido, por lo menos durante los próximos cinco años; el presente trabajo habla mas de cómo se pueden capitalizar las seis principales oportunidades abajo mencionadas, basado en las diferentes tecnologías propuestas mediante el uso correcto de herramientas, pero sobre todo con una nueva forma de comercializar dichas tecnologías.
 - a) Las regulaciones recientemente implementadas por la SEMARNAP obligan a reducir en menos de 4ppm de H₂S las emisiones a la atmósfera, teniendo como mercado potencial las seis refinerías de PEMEX refinación, ya que los centros procesadores de gas de PGPB ya tienen implementada la norma al 100%.
 - b) La demanda de gas natural para alimentar la creciente necesidad de generación eléctrica, si bien es cierto PEMEX Exploración y Producción esta prefiriendo invertir en la explotación del gas dulce húmedo, una pequeña parte de la inversión se mantendrá en el mantenimiento y crecimiento de la capacidad instalada para el tratamiento de gas amargo.
 - c) Los planes de PEMEX Exploración y Producción de producir 4.0 millones de barriles diarios que representan un crecimiento de casi 1 millón de barriles por día. Esta operación afecta directamente a las inversiones en materia de tratamiento de gas, debido a que el mayor yacimiento productor de crudo se encuentra en la sonda de campeche donde uno de los sistemas para la extracción de crudo trabaja bajo bombeo neumático, que no es otra cosa que la inyección de gas dulce al domo del yacimiento para mantener la presión de los pozos y de esta manera mantener una extracción continua y creciente de petróleo.
 - d) Las regulaciones internacionales por mantener los combustibles fósiles libres de azufre, hace que los procesos de hidrodesulfuración en las refinerías, demanden una mayor capacidad de endulzamiento
 - e) La creciente presión en México por obtener mayores utilidades de la exportación de crudo, hace que la visión de la plataforma de exportación se base en el crudo ligero y súper ligero, dejando el crudo pesado para ser refinado en el sistema de refinación de PEMEX. Se debe recordar que el crudo pesado mantiene una mayor concentración de compuestos de azufre que el ligero, por lo que se espera, que las refinerías, dependerán de manera más directa de los sistemas de endulzamiento, debido a la naturaleza de los procesos para tratar crudo pesado.
 - f) Las intenciones de PEMEX Refinación de crear una refinería mas y continuar con las inversiones para aumentar la capacidad instalada de las refinerías Minatitlan y Salina Cruz.
- Ahora la industria petroquímica mexicana, privada y estatal, se encuentra en un proceso crítico con los precios de las materias primas subiendo (gas natural, óxido de etileno), con la entrada de competidores, cuyos procesos productivos se encuentran 100% integrados, es decir que su cadena productiva es desde el producto terminado hasta el petróleo crudo y gas natural, lo que hace que sus costos de producción sean menores en comparación con los de los productores mexicanos. Es por todo lo anterior, que se cree es el momento de tener información de utilidad, como la mostrada en el estudio de mercado, presentando los requerimientos de cada planta así como todos los puntos de venta posibles; ya que quien controla al usuario final tiene en cierta parte el control del mercado, con lo que se hace relativa la posición de tener mejores costos de manufactura (por lo menos en el territorio nacional). Con esto, de ninguna manera, se quiere decir que el precio no sea importante, ya se ha comentado con anterioridad que la tendencia

mundial es hacia una reducción en costos de materias primas, pero permitirá obtener mayor movilidad e incluso un punto de negociación (un plus) que ofertar para atraer la venta y finalmente obtener el crecimiento de las compañías.

- Otra conclusión que se obtiene del estudio de mercado presentado, es que no existe un producto que pueda usarse como un estándar o como una solución para todos los tipos de endulzamiento. Por lo que un buen análisis técnico / económico en un formato de venta puede conducir a reemplazar un solvente por una amina primaria o a defender una amina primaria, a fin de evitar que sea substituida por un solvente. Esto quiere decir, que la influencia del vendedor puede ser determinante para vender o para perder la cuenta. En cuanto a las estrategias planteadas para atacar un mercado de manera global, deberá entenderse que es muy difícil y prácticamente imposible tener el 100% de participación de mercado, ya que esto significaría sacrificar la utilidad del producto, además de un desgaste excesivo por mantener a los productores fuera de la acción. Pero bien se puede escoger una estrategia, como por ejemplo, tomar la mayor participación a manera de tener cubiertos los costos fijos de producción en una región o segmento del mercado y colocar en otro segmento de éste de mayor utilidad el resto de la producción que proporcionará las utilidades; en fin se pueden plantear un sin número de estrategias, pero recordar que la mas adecuada es aquella que se ajuste a las condiciones reales de la compañía respondiendo ante las variables del ambiente económico.
- Sobre el trabajo del vendedor / representante de ventas. Hoy en día la gran cantidad de competidores con precios altamente competitivos que se acercan a vender sus productos, empujados por una creciente economía en contracción y por el otro lado la creciente presión de reducir costos en los procesos de manufactura mediante la negociación de contratos globales o contratos multi anuales, hace que el papel de dichos vendedores tome mayor relevancia, ya que el vendedor tendrá que conocer la química del proceso y estar técnicamente preparado para poder interactuar con el cliente, a fin de poder interpretar sus necesidades en términos de un producto o servicio, pero mucho mas importante es el poder vislumbrar la(s) oportunidad(es) de desarrollar nuevos proyectos, nuevas cuenteas, nuevos clientes y por consecuencia nuevas ventas. Quizás una de las particularidades más importantes de un vendedor sea la “empatía” o la generación de esta con sus clientes, esto significa el lograr la confianza, el respeto y sobre todo la lealtad de los clientes, pues de esta manera se empieza un círculo virtuoso como comprador - vendedor una relación que puede traspasar las compañías, con esto no se quiere decir “corrupción” o el manejo de la corrupción. Lo que se intenta transmitir es que la empatía, de alguna manera, genera una relación de confianza con los usuarios y los compradores, lo que facilita la venta. La importancia de los vendedores es tan grande en este tipo de mercados, que no existen vendedores solitarios, atrás de cada vendedor, también existe un estaf comercial, como lo es el director comercial, el gerente de ventas y el gerente de mercadotecnia.

Por las conclusiones anteriores se recomienda:

1. Las compañías que deseen incursionar en este mercado, o aquellas que quieran una participación mayor en el mercado, deben de verificar datos como los que aquí se presentan, ya que tanto el el mercado, como los precios se encuentran en constante movimiento. Los tópicos tratados en el presente trabajo, pretenden servir de ayuda, para la integración del equipo de personas que para ello se designe.

2. Para las compañías que decidan invertir en este tipo de negocios, se recomienda mantener un equipo de por lo menos dos personas, un vendedor y un agente de mercadotecnia. La estrategia será desarrollada en el área de mercadotecnia, adecuando las fortalezas de la compañía a los precios, volúmenes y participación deseados en el mercado. El vendedor se encargará de la relación día a día con el cliente informando sobre los movimientos de la competencia. El equipo como tal debe estudiar los diferentes procesos que se describieron previamente y atacar las posiciones que consideren factibles, o con altas probabilidades de ganar
3. Capacitación técnica al representante de ventas para que pueda jugar el papel de un representante técnico de ventas, ya que vislumbrar las oportunidades actuales, así como las nuevas oportunidades, es trabajo del vendedor. Estando el vendedor en continuo contacto con los usuarios finales y no con el personal de compras, permitirá allegarse de información valiosa, que puede ser capitalizada en ventas. Es por eso que el representante de ventas tiene que tener un perfil técnico, el cual le servirá de base para que entienda y comprenda, tanto los procesos como las oportunidades.
4. Se recomienda, como una estrategia de mercado, siempre tener la vista y los recursos apuntando hacia el usuario final, ya que es aquí donde se realiza la venta. El área de compras mantendrá su importancia, pero tratándose de especialidades, es mucho más recomendable empezar por el usuario final, que son los ingenieros de planta.

BIBLIOGRAFÍA

1.- Publicaciones:

- a) DuPart M.S. and Abry R.G.F.. April 1995. Amine plant troubleshooting and optimization. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.
- b) DuPart M.S. and Plaumann D.E.. November 1999. Removing CO₂. Hydrocarbon Processing. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.
- c) Edwards D.J; Bacon T.R; Dupart M.S.. April and May 1993. Understanding alkanolamine gas treating plants part 1 and 2. Hydrocarbon Processing. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.
- d) Gearhart J.A; Good G.J; Jacobs J.H.. September 1974. Refining process handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.
- e) Gulf publishing Company. April 1975. Gas processing handbook. Hydrocarbon Processing. Houston Texas USA.
- f) Hydrocarbon publishing Company. July 1992. Modern refinery operations and practices. Houston Texas USA.
- g) Rooney P.C; Bacon T.R; Dupart M.S.. March and April 1997. Effect of heat stable salts on methyldietanolamine solution corrosivity part 1 and 2. Hydrocarbon Processing, The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.
- h) Schillmoller C.M.. June 1986. Amine stress cracking causes and cures. Hydrocarbon Processing. Schillmoller associates materials consultants. Houston Texas USA.
- i) Stewart Erik and Lloyd Mike. December 2000. Increasing treating capacity, Hydrocarbon Engineering. The Dow Chemical Co. Houston Texas USA.
- j) Tunnell Duke. Autumn 1994. Methyldietanolamine a powerful industrial chemical. Petrochemical and Gas Processing, Houston Texas USA.

2.- Documentos de compañías:

- a) Ball Haward T.. October 1989. Design and operation of amine Units, Coastal Chemical Company. Houston Texas USA.
- b) Ballard Don. October 1994. How to operate an amine plant. Coastal Chemical Company. Houston Texas USA.

3.- Documentos de organizaciones no gubernamentales:

- a) Asociación Nacional de la Industria Química. Diciembre 2000. Informe anual 2000. Asociación nacional de la industria química. México DF México.
- b) Audus Harry; Kaarstad Olav; Skinner Geoff. 2001. CO₂ capture by pre combustion decarbonisation of natural gas. Greenhouse Gas R&D Program, Statoil R&D center. Norway.

4.- Enciclopedias:

- a) McCaslin C. John. International petroleum encyclopedia, vol 16. Penn Well Publishing Co. Tulsa Oklahoma USA.
- b) Cunningham A. William. Encyclopedia of chemical processing and design, Vol 3. Marcel Dekker INC. New York USA.
- c) Mcketta J. John. Ullmann's Encyclopedia Volume 4. Wiley-VCH. New York USA.

5.- Libros:

- a) Koontz Harold and Weihrich Heinz. 1994. Administración una perspectiva global. McGraw-Hill, México DF México.
- b) Nelson Wilbur L. 1975. Petroleum refinery engineering. McGraw-Hill. Houston Texas USA.
- c) Rosen Ward. 1998. Amine sweetening process. Petroleum Learning Programs Ltd. Houston Texas USA.
- d) Smith J. M. and Van Ness H. C.. 1989. Introducción a la termodinámica en ingeniería química. McGraw-Hill. México DF México.
- e) Schmelkes Corina. 1998. Manual para la presentación de anteproyectos e informes de investigación (tesis). Editorial Harla. México DF México.

6.- Paginas de Internet:

- a) <http://www.compranet.gob.mx>
- b) <http://www.pemex.com>
- c) <http://www.aniq.org.mx>
- d) <http://senerg.gob.mx>