



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN  
CIENCIAS DE LA TIERRA

**“PROCESOS DE LOS HIDROCARBUROS GASEOSOS”**

*T E S I S*

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A N:

ERIK ALBERTO RAMÍREZ FUENTES  
JULIO HECTOR BARRIOS ORTIZ

DIRECTOR : ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL



CIUDAD UNIVERSITARIA

MÉXICO, D.F DEL 2003

A

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



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.

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**PROCESOS DE LOS HIDROCARBUROS GASEOSOS**

TESIS PRESENTADA POR:

JULIO HECTOR BARRIOS ORTIZ

09231615-3

ERIK ALBERTO RAMÍREZ FUENTES

09229519-1

DIRIGIDA POR:

ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL

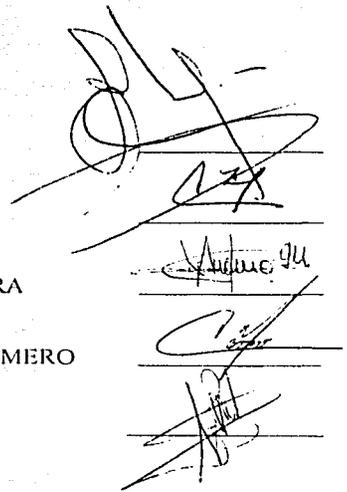
PRESIDENTE: M.I. JOSÉ ANGEL GOMEZ CABRERA

VOCAL: ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

SECRETARIO: ING. JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ GUEVARA

1ER. SPTE: ING. CLAUDIA MARGARITA CASTRO ROMERO

2DO SPTE: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ



Handwritten signatures of the jury members, including José Ángel Gómez Cabrera, Carlos Javier Lira Sil, José Antonio González Guevara, Claudia Margarita Castro Romero, and José Martínez Pérez.

MÉXICO, D.F.

FEBRERO DEL 2003

## AGRADECIMIENTOS

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### A DIOS NUESTRO SEÑOR

*Por acompañarme siempre en todo momento de dificultad, tristeza, desesperación, soledad, incertidumbre así como en todos aquellos momentos de alegría y felicidad, por darme fuerzas, perseverancia y paciencia para continuar adelante en la vida, por darme de nuevo la alegría de vivir y regresar la risa a mis labios cuando todo parecía perdido, por permitirme caminar a su lado, tomado de su mano y mostrarme la luz de la esperanza aun cuando todo esta en tu contra, por permitirme terminar satisfactoriamente mis estudios y por cuidar mi hogar en las horas de ausencia.*

*Gracias por todo, mi querido Dios.*

### A LA UNIVERSIDAD

*Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, y en especial a la Facultad de Ingeniería por la formación profesional que he recibido que me ha permitido desarrollarme como persona y ser humano, además, de darme valores sólidos en los cuales fundamentar mi futuro tanto personal como profesional y darme herramientas para enfrentar nuevos retos, así como una ansiedad de búsqueda de calidad y excelencia en mi trabajo.*

### A MIS PADRES

*Este logro se lo dedico a mi mamá y a mi papá, por darme el apoyo, amor, confianza, y compañía cuando mas los necesite. Gracias por haberme acompañado en esta aventura que fue en especial difícil por aquellos que nos dejaron, aun en los momentos mas difíciles para ustedes nunca dejaron de apoyarme, y me mostraron lo que es la responsabilidad y el compromiso, pero sobre todo lo que es el amor; y por haber sacrificado y dedicado parte de sus vidas para darme una educación. Muchas gracias por todo.*

### DEDICATORIA

*Y sobre todo, este trabajo se lo dedico a José y Jesús, mis hermanos, que aun cuando ahora ya no están con nosotros yo se que estarían contentos de este trabajo y se que desde donde están me han apoyado, nunca los olvidare en los momentos importantes de mi vida y siempre estarán en la memoria de su familia*

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

NOMBRE: José María Hernández

FECHA: 15 de Mayo de 2015

FIRMA: [Firma]

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

NOMBRE: Ramón Hernández

FECHA: 15 de Mayo de 2015

FIRMA: [Firma]

## AGRADECIMIENTOS

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### *A DIOS NUESTRO SEÑOR*

Principalmente a Dios, por darme el apoyo, la fe, la fuerza, la confianza, la protección que he necesitado hasta este momento de mi vida, cumpliendo su voluntad para algún día brindarle todos mis frutos y logros. Gracias Dios una vez más, te estaré agradecido toda mi vida.

### *A MI UNIVERSIDAD*

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, no solo por la formación profesional que he recibido, sino también por el placer y el orgullo de ser un egresado de la Máxima Casa de Estudios, además de todas las cosas tan bellas que esta brinda, como la oportunidad de ser un profesionista de bien.

### *A LA FACULTAD DE INGENIERÍA*

Gracias a la Facultad de Ingeniería por haberme preparado inmejorablemente y brindarme los conocimientos para enfrentar a la vida ejerciendo mi profesión como Ingeniero Petrolero.

### *A MIS PADRES*

Este trabajo se los dedico a mi mamá Martha Fuentes y a mi papá Felipe Ramírez, por heredarme el tesoro más valioso que puede dársele a un hijo: Amor. Gracias por haberme guiado por el buen camino, por haber sacrificado y dedicado parte de sus vidas para darme una educación y así fuese alguien en la vida. Nunca podré pagarles lo que han hecho por mí, pero quiero que vean este trabajo como parte de lo mucho que les debo y espero se sientan orgullosos de mí, como yo lo estoy de ustedes, muchas gracias por todo.

### *ESPECIALMENTE A MI PADRE*

A mi padre, que siempre he admirado y respetado por ser un gran hombre, y de quien me siento muy orgulloso. Por todo el apoyo que me ha brindado a lo largo de toda mi vida, ya que sin él no hubiera podido llegar hasta aquí. Por sus noches de desvelos y días sin descansar, por el no escatimar nunca esfuerzo alguno, sacrificando gran parte de su vida por nosotros. Mil gracias.

### *ESPECIALMENTE A MI MADRE*

A mi madre, que con todo su corazón y dedicación me ha educado y formado, que nunca me ha dejado solo y siempre ha estado a mi lado; por lo que soy y todo el tiempo que le robe pensando en mí, por las risas, los besos, las lágrimas que hemos compartido y por el gran orgullo que siento por ella, tanto como mujer como por madre, y que ni todas las palabras del mundo dirían lo mucho que la quiero y el agradecimiento que le tengo.

### *A MIS HERMANOS*

A mis hermanos Yozgart y Jonathan, por que siempre he querido ser un buen ejemplo para ustedes, espero que esto les sirva como estímulo para que consigan sus propósitos, ojalá hayan aprendido de mis errores, gracias por ser los mejores hermanos que pude haber tenido, por todos los buenos momentos y los que nos esperan.

### *A MI FAMILIA*

*A mis familiares y especialmente a mis tíos que estuvieron conmigo apoyándome y alentándome en los momentos que los necesite, y que siempre han estado dispuestos a escucharme y a guiarme cuantas veces sea necesario. Muchas gracias.*

### *A MIS PROFESORES*

*A todos mis profesores quienes a lo largo de mi carrera me ayudaron a salir adelante, alcanzar metas a las cuales no hubiera podido llegar sin su apoyo y conocimiento, base de mi formación y desarrollo profesional.*

### *A MI ASESOR Y SINODALES*

*Quienes en los últimos años de mi carrera fueron mis profesores y amigos, y quienes me tendieron la mano en momento de confusión y búsqueda de respuestas, no solo para este trabajo sino para la vida.*

*Ing. Carlos Javier Lira Sil  
M.I. José Ángel Gómez Cabrera  
M.I. José Antonio Guevara  
M.I. José Martínez Pérez  
Ing. Claudia Margarita Castro*

*Quiero agradecer especialmente al profesor y amigo el Ing. Carlos Javier Lira Sil quien con su apoyo y orientación fue posible la realización de este trabajo que aquí se presenta, así como al M.I. José Ángel Gómez Cabrera quien con su amplio conocimiento, contribuyo a la mejoría de este trabajo.*

### *A ALGUIEN ESPECIAL*

*Aída Hernández quien me apoyo con su cálido consuelo en momentos difíciles y que no ha dejado de darme un sabio consejo cuando así lo necesitaba. Por lo mucho que siento por ella y por el cariño que me ha brindado. Gracias por todo.*

### *PARA MI AMIGO JULIO*

*Con mucho cariño, no solo por haber realizado juntos esta tesis, sino por haber compartido muchas clases y formar parte los dos del mismo equipo de trabajo durante este tiempo, donde hemos aprendido mucho, felicidades a ti también por este logro.*

### *A TODOS MIS AMIGOS*

*Con afecto y estimación para: Oswaldo, Raúl, Juan, Rodrigo, Ramón, Jazael, Rafael, Omar, Edgar, Jorge Iván, Gerardo, Cansino, Yazmin, Delyiani, George, Mauricio, Juan Carlos, Carlos y Diego. Gracias por el apoyo que me brindaron y por haber alegrado muchos momentos en mi vida.*

### *A DOS MAGNIFICAS PERSONAS*

*A la Q.F.B Alicia Muñoz y a la Quim. Beatriz Zavala por su apoyo, confianza y cariño que me brindaron, además de los buenos consejos y sobre todo por la hermosa amistad que han demostrado.*

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
I ) GENERALIDADES	
ORIGEN	4
CONCEPTOS	6
USOS DEL GAS NATURAL	8
RESERVAS DE GAS EN MÉXICO	13
CONSUMO ENERGETICO MUNDIAL	16
II ) PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS	
DENSIDAD	22
DENSIDAD RELATIVA	22
VISCOSIDAD	23
COMPRESIBILIDAD	24
COMPRESIBILIDAD DEL GAS	24
FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS	27
PRESIÓN DE VAPOR	28
PUNTO DE EBULLICIÓN	29
RELACIÓN DE EXPANSIÓN	30
MEZCLA FLAMABLE, EXPLOSIVA Y CARBURADA	31
COMBUSTIÓN	32
UNIDADES DE MEDICIÓN	32
PODER CALORÍFICO	33
III ) LIMPIEZA DEL GAS	
SEPARADORES	36
VERTICAL	41
HORIZONTAL	41
ESFÉRICO	44
CICLÓNICO	44
A BAJA TEMPERATURA	48
FILTROS DE POLVO	48
FIELTRO	49
PRECIPITADOR ELECTROESTÁTICO	51

## IV ) ENDULZAMIENTO DEL GAS

PROCESOS POR LOTES	57
ESPONJA DE HIERRO	58
CHEMSWEET	61
SULFA-CHECK	62
SODA CÁUSTICA	62
SOLUCIONES DE AMINAS Y MEZCLAS	65
MONOETANOLAMINA	67
DIETANOLAMINA	67
DISOPROPANOLAMINA	69
DIGLICOLAMINA	69
METILDIETANOLAMINA	69
SOLVENTES ESPECIALES	69
MEZCLA DE SOLUCIONES	70
SISTEMA DE ABSORCIÓN	71
SISTEMA DE REGENERACIÓN	71
DESTILADOR	73
FILTROS	73
BOMBAS	74
DIAGRAMA DEL PROCESO	74
PROCESOS ESPECIALES	76
SOLVENTES FISICOS	78
SELEXOL	78
RECTISOL	80
PURISOL	80
SOLVENTE FLUOR	82
SOLUCIONES CALIENTES DE CARBONATO DE POTASIO	82
PROCESOS DE ADSORCIÓN	86
MEMBRANAS	87

## V ) DESHIDRATACIÓN DEL GAS

MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN	91
GLICOLES	94
DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	94
ABSORBEDOR	97
TANQUE DE SEPARACIÓN	99
INTERCAMBIADOR DE CALOR	100
TORRE STILL	101
REBOILER	101
PROCESO DE OPERACIÓN	101
ABSORBEDOR	103
RITMO DE FLUJO DE GAS EN LA ENTRADA	103
TEMPERATURA Y PRESIÓN DEL GAS EN LA ENTRADA	103
TEMPERATURA DEL TEG Y CONCENTRACIÓN	104

# **TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

---



---

RITMO DE CIRCULACIÓN DEL GLICOL	104
TEMPERATURA DE DESHIDRATACIÓN	104
RECONCENTRADOR	105
TEMPERATURA DEL REBOILER	105
TEMPERATURA DE LA TORRE STILL	105
CUIDADO DEL GLICOL	105
DESCOMPOSICIÓN TERMAL	106
BAJO PH	106
CONTAMINACIÓN POR SALES	106
HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	106
ACUMULACIÓN DE SEDIMENTOS	106
FORMACIÓN DE ESPUMA	107
BOMBA DE GLICOL	107
SÓLIDOS DESECANTES	108
DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	109
SÓLIDOS DESECANTES	111
ADSORCIÓN	112
ADSORCIÓN DE MULTICOMPONENTES	112
SEPARADOR EN LA ENTRADA	112
TORRE DE ADSORCIÓN	114
CALENTADOR DE LA REGENERACIÓN	114
REFRIGERADOR DE LA REGENERACIÓN	114
SEPARADOR DE LA REGENERACIÓN	116
SELECCIÓN DEL DESECANTE	116
COSTO DEL DESECANTE	117
CONTAMINACIÓN DE LA CAMA	117
INTRODUCCIÓN A LOS PROCESOS A BAJA TEMPERATURA	117
DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	118
SEPARACIÓN CON FORMACIÓN DE HIDRATOS	119
DESHIDRATACIÓN USANDO CLORURO DE CALCIO	124
DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	124
SECCIÓN DE SEPARACIÓN	126
SECCIÓN DE BANDEJAS	126
SECCIÓN DE LA CAMA	126
VENTAJAS Y DESVENTAJAS	127
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	130
NOMENCLATURA	133
BIBLIOGRAFÍA	134

---



---

## INTRODUCCIÓN

Como gases naturales pueden clasificarse todos los que se encuentran en forma natural en la Tierra, desde los constituyentes del aire hasta las emanaciones gaseosas de los volcanes; hoy el término «gas natural» se aplica en sentido estricto a las mezclas de gases combustibles hidrocarburoados, que se encuentran en el subsuelo donde en ocasiones, aunque no siempre están asociados con petróleo líquido.

El gas natural constituye en la era actual la fuente de energía que ofrece las mayores ventajas por ser un combustible limpio, de bajo costo, cuyo uso industrial se adapta a las necesidades modernas y por lo tanto ofrece, a los países que lo poseen, una ventaja competitiva.

El gas natural es una de las energías primarias de utilización más reciente, puesto que hasta la segunda década del siglo XX comenzó su comercialización en los Estados Unidos, país pionero en su producción y consumo, extendiéndose su empleo a Europa Occidental hasta después de la Segunda Guerra Mundial, aunque su conocimiento se remonta, al menos, al comienzo de la explotación comercial del petróleo.

Las razones que explican la creciente utilización del gas natural en el mundo ( más del 20% de la energía que se consume), y el atractivo que ofrece para amplios sectores de la economía, en el ámbito industrial y en la generación de energía eléctrica, son diversas, pudiendo sintetizarse en los siguientes puntos:

a) Alto poder calorífico

- b) Combustión completamente limpia, sin residuos, lo que lo convierte en una energía muy atractiva en el momento actual, en el que la sensibilidad por los problemas ambientales es considerable.
- c) Comodidad de utilización, comparable a la de la electricidad, que hace el empleo del gas natural particularmente apreciando el consumo doméstico e industrial.
- d) Mejor regulación y control del consumo.
- e) Ventajas específicas en ciertos procesos industriales, como, por ejemplo, en el moldeado del vidrio.
- f) Versatilidad, pues el gas natural puede reemplazar a las restantes energías primarias en un 70 % de sus usos; únicamente no entran en competencia con los carburantes para el transporte, con el coque en los procesos siderúrgicos y con la energía eléctrica en la iluminación y como fuerza motriz.

Al presentar la demanda más dinámica entre las opciones energéticas, la industria del gas natural ha cobrado cada vez mayor importancia dentro de los sectores energéticos del mundo. Ello ha impulsado un amplio desarrollo de infraestructura de extracción, transporte, almacenamiento y distribución de gas a nivel mundial.

El gas natural no es fácil de comercializar; por ello se requiere someterlo a procesos operacionales tanto mecánicos como químicos, logrando la calidad requerida para su transporte por tuberías, por lo cual deben conocerse sus propiedades y características, para determinar las plantas de tratamiento correspondientes.

Las ventajas que ofrece el gas natural como fuente de energía ha hecho que se ponga mayor énfasis en la búsqueda de yacimientos de gas en el mundo y es así que en la actualidad las reservas de gas natural casi igualan a las reservas de petróleo.

Ya que sin energía es casi imposible convertir la materia prima en productos terminados que puedan competir en esta era global. Cuando se cuenta con una materia prima, es indispensable disponer de energía barata que permita convertirla en un producto terminado, y el gas natural es justamente una fuente de energía barata, con muchas ventajas adicionales sobre otras fuentes de energía.

## CAPÍTULO I

### GENERALIDADES

#### ORIGEN

Se presume que el vocablo Gas deriva del griego Chaos, que significa caos y que tiene bastante lógica, ya que su descubrimiento y el hecho de ser combustible debe haber dado lugar a acontecimientos que, en esa Época, podían atribuirse a hechos sobrenaturales con características catastróficas, causando un verdadero caos.

Según la historia, los primeros en descubrir el gas natural fueron los chinos, quienes al tratar de encontrar pozos de agua salada para extraer sal, observaron la salida de un gas combustible, por lo que, utilizando el bambú como tubería, lograron transportar el gas a distancia. Los griegos y los romanos conocían de la existencia del gas natural y lo usaban para mantener la flama eterna en sus ritos religiosos. Es pertinente mencionar que el gas natural es el combustible fósil más limpio, es más ligero que el aire, prácticamente no contiene azufre y produce un menor efecto invernadero que otros combustibles como el carbón o el petróleo.

El gas natural se origina en estructuras subterráneas semejantes a las que contienen petróleo. Se formó hace millones de años como resultado de los sedimentos (restos de plantas y criaturas microscópicas) abundantes en materias orgánicas, que soportaron la acción bacteriológica, elevadas temperaturas y grandes presiones, provocando el asentamiento de las capas de sedimentos hundidas en un lecho marino cubierto con lodo y arrastradas por las corrientes de los ríos. Al endurecerse este lodo, gradualmente se convirtió en roca sedimentaria y el peso de las nuevas rocas, que se apilaron originaron que éstas fueran

sometidas a altas presiones y temperaturas. Es así como los sedimentos se convierten en hidrocarburos (petróleo y gas natural). A medida que se van depositando nuevas rocas, el petróleo y el gas natural migran de la roca generadora a la roca almacén donde permanecen bloqueados por una capa impermeable. Los campos de gas comprenden el área que abarca uno o más yacimientos de gas e incluye no sólo los yacimientos, sino también los pozos y equipos de producción que estén dentro del área determinada. Los yacimientos de petróleo o de gas natural están constituidos por rocas porosas en estructuras geológicas que pueden ser de varios tipos:

- Yacimientos de gas asociado, donde el producto principal es el petróleo.
- Yacimientos de gas no asociado o libre, donde el producto principal es el gas, que también se denominan yacimientos de gas seco.
- Yacimientos de gas y condensados, donde el gas se encuentra mezclado con hidrocarburos líquidos, los cuales a una cierta presión y temperatura formarán condensados en el yacimiento.
- Yacimientos de gas húmedo, donde el gas se encuentra mezclado con hidrocarburos líquidos, los cuales a una cierta presión y temperatura se condensarán en la superficie.

Considerando los diferentes tipos de yacimientos anteriores cabe resaltar que el gas natural puede encontrarse en la naturaleza en dos formas, como gas asociado, cuando está acompañado de petróleo y como gas no asociado, cuando no contiene petróleo. Esto es importante ya que el 75 % de las reservas de gas en el mundo está constituida por gas no asociado.

---

---

**CONCEPTOS**

El gas natural está constituido por el conjunto de hidrocarburos de las series parafinicas, cuyo principal componente es el metano, que se encuentra en una proporción no menor del 80%. Los otros componentes del gas natural, además del metano, son el etano, el propano, el butano y otras fracciones más pesadas como el pentano, el hexano, el heptano, entre otros. La denominación de estos hidrocarburos es:

Metano	$C_1H_4$	Octano	$C_8H_{18}$
Etano	$C_2H_6$	Etileno	$C_2H_4$
Propano	$C_3H_8$	Propileno	$C_3H_6$
Butano	$C_4H_{10}$	Butileno	$C_4H_8$
Pentano	$C_5H_{12}$	Benceno	$C_6H_8$
Hexano	$C_6H_{14}$	Tolueno	$C_7H_8$
Heptano	$C_7H_{16}$		

Es importante señalar que el gas licuado de petróleo (GLP), está constituido por la mezcla de propano y butano, con lo que se denominan líquidos del Gas Natural (LGN) que se refiere a la combinación del gas propano, butano, etano y otros condensados que puede tener el gas natural. Cuando el gas natural contiene cantidades elevadas de LGN puede ser conveniente remover algunos de sus componentes, asegurando así que no se condensen en la tubería, permitiendo que el gas cumpla con sus especificaciones. El LGN tiene un valor comercial mayor que el gas metano. Los hidrocarburos más pesados como el pentano ( $C_5H_{12}$ ), el hexano ( $C_6H_{14}$ ), y el heptano ( $C_7H_{16}$ ) pasan con facilidad al estado líquido y constituyen lo que se conoce como gasolina natural o condensados. En el gas natural también se presentan algunas impurezas (del orden del 1%) y las usuales

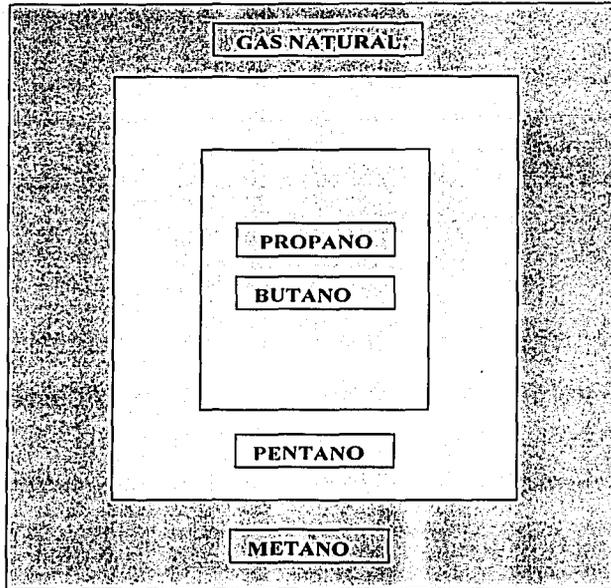
son el nitrógeno, bióxido de carbono, helio, oxígeno, vapor de agua y otras, en cantidades mínimas.

A diferencia del petróleo, el gas natural no requiere de plantas de refinación para procesarlo y obtener productos comerciales. Las impurezas que pueda contener el gas natural son fácilmente separadas por simples procesos físicos.

Debido a que el GLP (propano y butano) es diferente al término LGN, que se refiere a los líquidos contenidos en el gas natural, existe el término GNL que se refiere al Gas Natural Licuado. El Gas Natural Licuado (GNL) está compuesto básicamente del gas metano, que es sometido a un proceso criogénico a fin de bajar su temperatura hasta -161 grados centígrados para licuarlo y reducir su volumen en una relación de 600/1 entre el volumen que ocupa en estado gaseoso y el ocupado en forma líquida con el objeto de transportarlo a grandes distancias hacia centros de consumo.

En el esquema 1.1 se representa en un color el gas metano, que constituye el mayor porcentaje del gas natural; luego los líquidos del gas natural, etano, pentano y otros más pesados, separadamente se consignan el propano y el butano, que con las siglas del GLP representan al gas licuado de petróleo.

## ESQUEMA DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DEL GAS



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

-  Gas metano  $\text{CH}_4$
-  Líquidos de gas natural y otros más pesados (LGN)
-  Gas licuado de petróleo (GLP)

## USOS DEL GAS NATURAL

El uso del gas natural para el desarrollo de un país también comprende los líquidos de ese gas, tales como el gas licuado de petróleo (GLP), el etano y otros.

En otras palabras, hay que tener en cuenta ambos:

- Gas natural
- Líquidos del gas natural

El gas natural puede utilizarse como combustible o como insumo para obtener otros productos. En caso de utilizarse como combustible, su uso más generalizado es en centrales térmicas generadoras de electricidad. El otro uso es en la industria, que lo utiliza en hornos de alta temperatura, media temperatura y baja temperatura, de acuerdo a sus propias necesidades. En caso de utilizarse el gas natural como insumo, este se emplea para la obtención del hierro esponja, para la industria siderúrgica y también para el desarrollo de la industria petroquímica.

Usualmente un sistema de transporte de gas comprende una tubería para gas y otra para los líquidos del gas natural. Otra opción, sin embargo, es convertir el gas en otro producto. Por ejemplo, insumos para la industria petroquímica, tales como amoníaco y urea, o también en hidrocarburos líquidos de petróleo como gasolina.

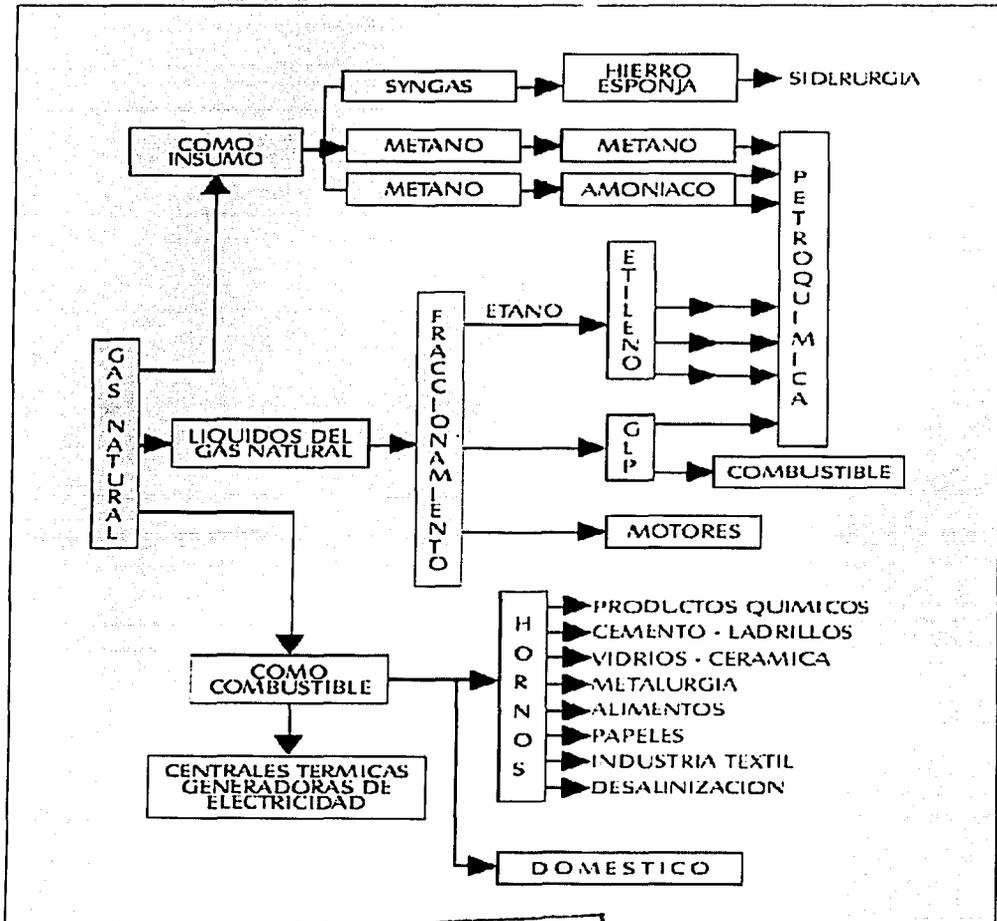
En la utilización de los líquidos del gas natural el GLP constituye un renglón importante, así como la participación en la industria petroquímica. El esquema 1.2 muestra la utilización del gas natural. El gas natural representa para la industria una fuente energética con grandes ventajas sobre otras fuentes, tanto por su bajo costo como por su calidad y limpieza.

Adicionalmente al gas natural, el porcentaje de condensados que se denominan líquidos del gas natural (LGN) se utilizan, previo fraccionamiento, para obtener el gas licuado de petróleo (GLP), etano y gasoil para combustible de motores.

Otro aspecto importante como combustible es en su utilización doméstica en cocinas, calentadores de agua, estufas, etc. Por lo que, paulatinamente, su participación en el mercado del gas se irá incrementando y luego será sustituido por el gas natural. En la utilización del gas natural como combustible, y en otros usos, su papel más importante en la actualidad es para la generación de energía eléctrica.

A continuación se muestra en forma esquemática la utilización del gas natural y sus líquidos.

### Esquema de utilización del gas natural



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

En lo que respecta a la utilización del gas natural en la industria, como fuente de calor, éste cubre un amplio campo de aplicación, desplazando al petróleo o al carbón con ventajas económicas y ambientales.

La principal ventaja industrial en la utilización del gas natural sobre el vapor es su eficiencia Global, que se puede explicar por el hecho de reemplazarse las tuberías de vapor, que van a un punto de uso determinado, por aparatos individuales que producen calor directamente en el punto de uso y en el momento que se requiera. Se encienden cuando se necesita, lográndose así una economía que es imposible de obtener con una red a vapor que tiene que estar, toda ella, operativa con las pérdidas de calor que se originan. Esta eficiencia global permite una mucho mejor regulación de temperaturas, e incluso regular temperaturas diferentes para puntos diferentes con lo cual se contribuye a una mejor calidad del producto y una economía energética que redunda en un menor costo.

En el aspecto doméstico se encuentra el caso más simple de regulación de temperatura y economía, al utilizarse calentadores de agua a gas, el cual se enciende con el flujo de agua y se apaga al cerrarse el flujo de agua. Una red de distribución de gas en una industria, con dispositivos individuales para producir calor en el punto requerido y a la temperatura requerida, ofrece más ventajas que un sistema de redes a vapor. Esta flexibilidad que se puede lograr con el gas, utilizando dispositivos adecuados, permite servir con eficiencia a todas las ramas industriales y en la mayor diversidad de productos.

Un campo de utilización del gas natural que cada día toma más auge en México, es el de los automotores que emplean el gas licuado de petróleo (GLP). En primer lugar es preciso señalar las ventajas que el GLP representa para el medio ambiente al ser un combustible limpio que no contiene plomo ni azufre. Justamente estos dos elementos son los principales contaminantes en los motores

de los vehículos. En lo que respecta al precio actual del GLP también está en ventaja con respecto a la gasolina. Ofrece pues el GLP ventajas sobre la gasolina, tanto en los aspectos ambientales como en el aspecto económico.

Resumiendo los conceptos que hacen favorable la utilización del gas en los procesos industriales, se pueden enumerar los siguientes:

- No es necesario contar con lugares de almacenamiento, como es el caso del petróleo o el carbón, cuyo manipuleo y control de inventario afecta directamente en el costo del producto.
- La flexibilidad que permite el gas para aplicar el calor en el punto requerido, con un control preciso de temperatura.
- Los equipos y quemadores de gas no son complicados y, por el contrario, son fáciles de limpiar.
- La combustión del gas es limpia, con lo cual no hay humo ni cenizas, lo que permite el calentamiento por contacto directo. Es decir, que la materia prima que está siendo procesada entre en contacto directo con la energía calorífica liberada por el gas en combustión. Lo anteriormente expresado se utiliza principalmente en las industrias del vidrio, cerámica, cemento, etc.

Existen diversas variedades de hornos con gas que operan en función de la temperatura especificada, por lo que hay dispositivos para alta, media y baja temperatura. Dentro de los primeros están industrias como la del cemento, ladrillos, vidrio, cerámica, etc. En los hornos de temperatura media están algunos productos alimenticios. Entre los hornos de temperatura baja se pueden citar la

industria del papel, el secado de vegetales, la industria textil, la doméstica en calefacción de cocinas, etc. y también la desalinización del agua de mar.

Obviamente, con una industria petroquímica básica, puede continuarse con la obtención de otros productos tales como:

- Bicloruro de etileno
- Polietileno
- Etileno glicol
- Óxido de etileno
- Urea
- Nitrato de amonio
- Sulfato de amonio
- Fosfato de amonio
- Formaldehídos

La utilización del gas natural en los hornos de calentamiento que tiene la industria para sus diversos usos, decrecería notablemente las importaciones de petróleo y adicionalmente se reduciría la contaminación ambiental al utilizarse gas natural.

## **RESERVAS DE GAS**

Con respecto a la definición de las reservas de gas, no hay algo preciso y generalmente aceptado por todos los países. Existen variaciones pero los términos conocidos en todos los casos son:

- Reservas probadas
- Reservas probables
- Reservas posibles

---

**Las reservas probadas de gas natural, o líquidos de gas natural:** Son volúmenes de gas natural evaluados a condiciones atmosféricas basados en la información geológica y de ingeniería, obtenidos mediante los métodos actualmente utilizados, que demuestren con razonable certeza que serán comercialmente recuperables en una fecha específica y cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas (90 % de certidumbre).

**Las reservas probables:** Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo ( 50 % de certidumbre).

**Las reservas posibles:** Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son menos factibles de ser comercialmente recuperables, que las reservas probables (10 % de certidumbre).

En un campo de gas, de determinada área, se puede considerar como su máxima reserva total a la suma de sus reservas probadas, más el 50% de sus reservas probables, más el 25% de sus reservas posibles. Las máximas reservas de gas esperadas, o potencial de reservas, incluyen, además de lo indicado en el párrafo anterior, las reservas esperadas en otras áreas en las cuales hay indicios razonables de existencias de gas. La totalidad del gas estimado que existe en un campo no debe confundirse con las máximas reservas, que son las que realmente es posible recuperar al haberse verificado su existencia mediante la exploración.

Las reservas de gas se miden en millones de metros cúbicos o de pies cúbicos. Es muy importante, para evitar errores en la interpretación de billones y trillones, utilizar el exponente correspondiente y que en el caso de trillones americanos es el  $10^{12}$  y en el Sistema Métrico Internacional (SI) es  $10^{18}$ . En el caso de billones, para el SI es  $10^{12}$  y en el americano  $10^9$ . En caso de utilizarse el metro cúbico

---

como unidad, hay que tener en cuenta que un valor bastante aproximado de conversión es:

$$\text{Un m}^3 = \begin{array}{l} 35.314 \text{ pie}^3 \\ 264 \text{ galones U.S.} \\ 6.29 \text{ barriles} \end{array}$$

La conversión de  $\text{m}^3$  de gas, o  $\text{pies}^3$  de gas a barriles de petróleo equivalentes, es muy utilizada en las estadísticas de energía mundial de países determinados. En el caso específico del gas natural se ha impuesto en el mundo la comercialización del gas utilizando como unidad el BTU (British Thermal Unit). Usualmente la energía total de un país, de una zona, o del mundo se mide en barriles de petróleo equivalente, pero se debe tener presente que es la conversión de la energía equivalente lo que hay que considerar para fines comparativos ante otras fuentes energéticas.

En lo que respecta a las reservas probadas de gas natural en el mundo, se estima que son del orden de  $149 \times 10^{12}$  metros cúbicos. Eso corresponde a un estimado de  $5,278 \times 10^{12}$  pies cúbicos. Estas reservas de gas en el mundo equivalen a  $800 \times 10^9$  barriles de petróleo, que representan las cuatro quintas partes de las reservas probadas de petróleo en el mundo.

A continuación se reproducen informaciones sobre las reservas mundiales de carbón, petróleo y gas en el mundo.

➤ Carbón:	$11,039,182 \times 10^6$	toneladas
➤ Petróleo:	$1,009 \times 10^9$	barriles
➤ Gas:	$5,278 \times 10^{12}$	$\text{pies}^3$

- Como energía, las reservas de gas equivalen a 4/5 partes de las de petróleo.

- Las reservas de carbón, como energía, son el doble que las de petróleo y gas.

Puede considerarse que, a nivel mundial, el petróleo ocupa el primer lugar como fuente energética con 40%, el carbón el segundo lugar con 27%, y el gas el tercer lugar con 23%. Y es el gas el que ha tenido el mayor crecimiento en los últimos años. En cambio la energía hidráulica sólo representa 3% a nivel mundial.

### CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL

En lo referente a la producción y consumo, el gas natural tiene una importante participación en el consumo energético mundial, siendo de 23%. Las fuentes de energía principales y sus porcentajes de participación en el consumo energético son las siguientes, a nivel mundial:

Petróleo	40%
Carbón	27%
Gas	23%
Nuclear	7%
Hidráulica	3%

Estos porcentajes han sido calculados después de ser convertidos, todos ellos, a barriles de petróleo equivalente.

Es importante resaltar que las fuentes energéticas que han tenido el mayor crecimiento en los últimos 25 años han sido: la energía nuclear, que se incrementa del 1% al 7%, y el gas natural, cuyo incremento paso del 18% al 23%. La energía hidráulica, en cambio, que representaba hace 25 años el 2.1%, sólo se ha incrementado al 3.0%, porcentaje que no es muy significativo dentro de las fuentes energéticas.

Haciendo referencia a la producción anual de gas natural en el mundo, se utiliza el exponente  $10^9$  (miles de millones) que para el sistema americano sería el billón. La producción anual de gas es del orden de  $2,389 \times 10^9$  metros cúbicos.

La relación de los principales países productores de gas difiere de los que tienen las mayores reservas de gas, tal como se puede ver en la relación siguiente:

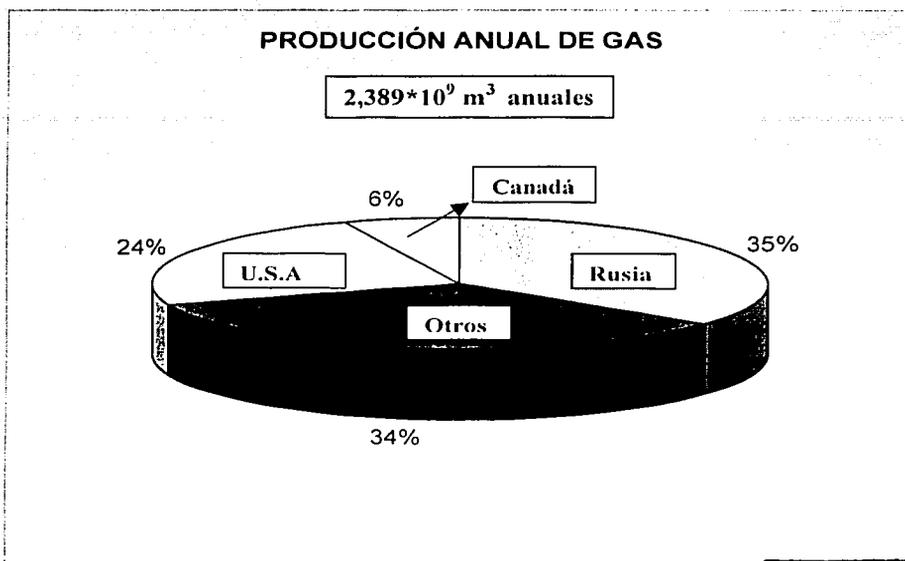
PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES DE GAS	
País	Producción (millones de metros cúbicos diarios)
Rusia	1,892
Estados Unidos	1,578
Canadá	564
Gran Bretaña	308
Argelia	225
Países bajos	194
Indonesia	176
Noruega	146
Irán	140
México	127

Se puede observar que entre los principales productores de gas está un país latinoamericano, México, pero Argentina esta muy próximo con una producción de 92 millones de  $m^3$ . La diferencia entre la producción anual de gas en el mundo y el consumo anual es relativamente pequeña y esta en el orden de 1%.

A continuación se muestra cómo está distribuida en el mundo la producción de las cuatro fuentes energéticas más importantes: el petróleo, el gas, las hidroeléctricas y el carbón.

<b>PRODUCCIÓN TOTAL DE ENERGÍA, EN MILES DE BARRILES DE PETRÓLEO EQUIVALENTE POR DÍA</b>	
	<b>Miles de barriles / día</b>
Petróleo	65,039
Gas	39,916
Carbón	43,395
Nuclear	11,718
Hidro y otros	13,142
Total	173,210

El gas natural como recurso energético debe ser aprovechado prioritariamente para el desarrollo del propio país, y su exportación se limita prácticamente a los países vecinos o países hasta los cuales se puede justificar económicamente el tendido de una tubería de gas.



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

Los países con mayor producción de gas natural en Latinoamérica son:

- México posee una red que consta aproximadamente de 11,915 kilómetros de tuberías. La producción de gas es de 127 millones de  $\text{m}^3$ .
- Argentina ocupa el segundo lugar, muy próximo a México con una producción de 92 millones de  $\text{m}^3$ .
- Venezuela ocupa el tercer lugar con una producción de 88 millones de  $\text{m}^3$ .

Un aspecto a tener en cuenta en el desarrollo gasífero en un país es que la experiencia mundial en este campo indica que, en todos los casos, el crecimiento de la demanda de gas ha sido siempre mayor que la pronosticada, lo cual constituye un factor favorable en un proyecto de este tipo.

## CAPÍTULO II

### PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS

Debido a la importancia que tiene el conocer el tipo de gas que se extrae del yacimiento, cabe hacer mención de las propiedades y características que lo determinan, dando hincapié al significado de estos términos.

Una propiedad es una característica propia de un sistema, la cual puede observarse directa (todo lo que se puede medir o cuantificar) e indirectamente y que describa el estado físico y térmico. Como característica observable directamente se puede anotar la presión, la temperatura, el peso, el volumen, etc. una característica observable indirectamente por ejemplo, el peso específico, el producto de la presión por el volumen específico, etc.

Generalmente las propiedades termodinámicas se clasifican en dos grandes categorías: Propiedades Intensivas y Propiedades Extensivas.

Las propiedades intensivas no dependen de la masa del sistema, por ejemplo la temperatura, la presión, la densidad, el volumen específico, etc. en el caso de un sistema homogéneo, una propiedad intensiva tiene igual valor en todo el sistema y en cualquier parte de este.

Las propiedades extensivas si dependen de la masa del sistema, por ejemplo el volumen, el peso, etc. es decir el valor de una propiedad extensiva en todo el sistema es igual a la suma de los valores de las diferentes partes que lo constituyen.

---

**DENSIDAD ( $\rho$ )**

La densidad de una sustancia se define como la masa de un cuerpo por unidad de volumen.

Por lo tanto puede obtenerse la densidad de un gas ideal a determinadas condiciones de presión y temperatura, sustituyendo  $m/M$  por  $n$  (# de moles) de la ecuación de la ley general de los gases ideales; donde  $m$  es la masa del gas y  $M$  su masa molecular, se tiene

$$Pv = nRT$$

Sustituyendo tenemos:

$$Pv = \frac{m}{M} RT$$

Por lo tanto la densidad del gas ideal es igual a:

$$\rho = \frac{PM}{RT}$$

**DENSIDAD RELATIVA ( $\rho_r$ )**

La densidad relativa de un cuerpo, es un número adimensional que está dado por la relación del peso del cuerpo al peso de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia.

Cuando se trata de un gas se utiliza el concepto de gravedad específica (SG) : la cual se define como la relación entre la densidad de un gas y la de otro que puede ser aire, libre de bióxido de carbono, o el hidrógeno, medidos a una presión y temperatura determinadas por lo que es necesario especificar con respecto a cual se toma y a las condiciones de medición:

$$SG = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}}$$

Es común obtener la gravedad específica de un gas, haciendo la relación del peso molecular ( $\bar{M}$ ) con respecto al del aire.

$$SG = \frac{\text{peso molecular del gas}}{\text{peso molecular del aire}} = \frac{\bar{M}_{gas}}{\bar{M}_{aire}}$$

donde :  $\bar{M}_{aire} = 28.971 \text{ lb/mol-lb}$

## VISCOSIDAD ( $\mu$ )

La viscosidad es la resistencia a la deformación de un fluido, se le llama viscosidad absoluta o simplemente viscosidad y tomando en cuenta sus unidades, se le da el nombre de viscosidad dinámica, tiene un doble origen: por un lado las moléculas se atraen entre si mediante las fuerzas de cohesión que dificultan un desplazamiento relativo entre ellas, y por otro la agitación térmica produce una transferencia de cantidad de movimiento entre capas que no se mueven a la misma velocidad.

Como resultado de este doble efecto la velocidad depende de la presión y temperatura:

$$\mu = \mu(T, P)$$

en los gases la transferencia de cantidad de movimiento origina, principalmente, la viscosidad, por esto, en un gas hay aumento de viscosidad al haber aumento en la temperatura.

La unidad correspondiente a la viscosidad ( $\text{g}_m / \text{cm seg}$ ) es denominada poise, generalmente se usa el centipoise ( $1\text{cp} = 0.01 \text{ poise}$ ).

### COMPRESIBILIDAD (C)

La compresibilidad  $C$  es una indicación del cambio en volumen (o densidad) que sufre una sustancia, como consecuencia de un cambio de presión mientras la temperatura se mantiene constante. La ecuación que rige esta definición es :

$$C = -\frac{1}{v} \left( \frac{\delta v}{\delta p} \right)_T = \frac{1}{\rho} \left( \frac{\delta \rho}{\delta p} \right)_T \quad (\text{II.1})$$

### Compresibilidad del gas

Un gas ideal o perfecto se puede definir como un gas cuyo volumen se reduce a la mitad cuando la presión se duplica y cuya presión aumenta dos veces, si manteniendo su volumen constante duplicamos su temperatura absoluta.

Todo gas que satisfaga la ecuación de estado:

$$Pv = RT \quad (II.2)$$

se le denomina gas ideal. En donde R es la constante universal para todos los gases, cuyo valor dependerá de las unidades en que estén expresados, el volumen, la presión y temperatura.

La ecuación (II.2) se puede expresar en función del número de moles de gas presentes:

$$Pv = nRT \quad (II.3)$$

El gas real, es el gas cuyo volumen se reduce a la mitad de su volumen original, cuando la presión es menor de 2 veces la presión inicial; es decir, el gas real es más compresible que el gas ideal o perfecto.

Al valor numérico que representa una medida de la desviación del comportamiento ideal del gas, se le denomina factor de desviación, de supercompresibilidad, o de compresibilidad y su símbolo es  $z$ , este factor adimensional varía por lo general entre 0.40 y 1.20; el valor de 1.00, representa el comportamiento ideal. Y como  $z = v_r/v_i$  introduciendo la ecuación II.3 en la definición de desviación  $z$ , se tiene que la ecuación de estado para los gases reales en función del número de moles es:

$$Pv = znRT \quad (II.4)$$

El factor de compresibilidad del gas se define como la razón del volumen realmente ocupado por un gas a una determinada presión y temperatura al volumen que ocuparía si fuese perfecto o ideal, es decir:

$$Z = \frac{V_r}{V_i} = \frac{\text{volumen real de } n \text{ moles de gas a } T.P.}{\text{volumen ideal de } n \text{ moles a las mismas } T.P.}$$

si se sustituye esta ecuación, en la ecuación de estado de los gases ideales (II.3), se obtiene que el factor de compresibilidad está expresado por la siguiente ecuación:

$$Z = \frac{PV}{RT} \quad (\text{II.5})$$

Para un gas ideal  $z = 1$  para todas las temperaturas y presiones. En el caso de los gases reales el factor de compresibilidad suele variar con ambas variables y su desviación es un índice de la separación del comportamiento ideal.

Para determinar la compresibilidad del gas, de la ecuación de los gases reales (II.4), se tiene:

$$V = \frac{zRT}{P} \quad (\text{II.6})$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Diferenciando con respecto a la presión a temperatura constante,

$$\left( \frac{\delta V}{\delta p} \right)_T = zRT \left( -\frac{1}{p^2} \right) + \left( \frac{1}{p} \right) RT \left( \frac{\delta z}{\delta p} \right)_T \quad (\text{II.7})$$

agrupando y factorizando términos, se tiene

$$\left(\frac{\delta V}{\delta p}\right)_T = \frac{RT}{p} \left[ \left(\frac{\delta z}{\delta p}\right)_T - \left(\frac{1}{p}\right)z \right] \quad (II.8)$$

sustituyendo la ecuación II.7 y II.8 en II.1, se tiene

$$C = -\left(\frac{p}{zRT}\right) \left(\frac{RT}{p}\right) \left[ \left(\frac{\delta z}{\delta p}\right)_T - \left(\frac{1}{p}\right)z \right] \quad (II.9)$$

Agrupando, factorizando y eliminando términos, queda que la compresibilidad del gas es:

$$C = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta p}\right)_T \quad (II.10)$$

### FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS (Bg)

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

El factor de volumen del gas está definido como el volumen de gas a condiciones de yacimiento requerido para producir un pie cúbico de gas a condiciones estándar en la superficie.

El factor de volumen de un gas puede ser calculado como el volumen ocupado por el gas a presión y temperatura de yacimiento dividido por el volumen ocupado por la misma masa de gas a condiciones estándar.

agrupando y factorizando términos, se tiene

$$\left(\frac{\delta V}{\delta p}\right)_T = \frac{RT}{p} \left[ \left(\frac{\delta z}{\delta p}\right)_T - \left(\frac{1}{p}\right)z \right] \quad (II.8)$$

sustituyendo la ecuación II.7 y II.8 en II.1, se tiene

$$C = -\left(\frac{p}{zRT}\right)\left(\frac{RT}{p}\right) \left[ \left(\frac{\delta z}{\delta p}\right)_T - \left(\frac{1}{p}\right)z \right] \quad (II.9)$$

Agrupando, factorizando y eliminando términos, queda que la compresibilidad del gas es:

$$C = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta p}\right)_T \quad (II.10)$$

### FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS (Bg)

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

El factor de volumen del gas está definido como el volumen de gas a condiciones de yacimiento requerido para producir un pie cúbico de gas a condiciones estándar en la superficie.

El factor de volumen de un gas puede ser calculado como el volumen ocupado por el gas a presión y temperatura de yacimiento dividido por el volumen ocupado por la misma masa de gas a condiciones estándar.

$$Bg = \frac{m^3 \text{ de gas a c.y}}{m^3 \text{ de gas a c.s}}$$

Cuando se mencionan las características, se refieren a las cualidades particulares de un elemento, que lo definen e identifican como tal dentro de un conjunto de semejantes.

Idealmente el gas natural es un hidrocarburo, pero en el sentido práctico un hidrocarburo puede referirse a varias cosas. De modo que ¿Cuáles son algunas de las características del gas natural?

Técnicamente y en estado estático el gas natural, como el aire que respiramos, es imperceptible a los sentidos. No tiene olor ni puede verse, oírse o sentirse. Pero en la práctica real una persona puede darse cuenta de su presencia. Mientras que al no poderse oler el gas, se puede oler los contaminantes y ciertamente al ver, sentir y oír la expansión o escape de gas bajo presión.

## **PRESIÓN DE VAPOR**

Como fue señalado en el primer capítulo el gas LP es una mezcla de gas Butano y Propano el cual es almacenado y transportado en estado líquido, sin embargo se consume en estado de vapor. A continuación se analiza como sucede esta transformación.

En todos los cuerpos las moléculas que lo forman están en movimiento, es decir, no están fijas. En cuerpos sólidos las moléculas están relativamente próximas unas a otras y se mueven despacio. Si calentamos ese sólido, las moléculas se mueven más aprisa y tienden a separarse. Cuando están suficientemente separadas, las sustancias se "funden o derriten", tomando el estado líquido. Si

continuamos calentando ese líquido aún más, las moléculas se moverán todavía más aprisa y se alejarán más entre sí, hasta que el líquido hierva y forme el gas.

Las moléculas de un líquido están en constante movimiento, aunque con una velocidad menor a las de los gases. Como un líquido presenta una superficie libre, algunas moléculas atraviesan esta superficie fugándose del líquido. Si el recipiente es cerrado las moléculas se irán acumulando gradualmente en el espacio libre y al ir aumentando presentarán una tendencia a regresar al líquido. Cuando el número de moléculas que se libera del líquido es igual al que regresa, se dice que la fase gaseosa y la fase líquida están en equilibrio.

Las fuerzas que se ejercen sobre las paredes del recipiente expresadas por unidad de área recibe el nombre de presión de vapor, o para mayor interpretación, es la presión ejercida por el gas encerrado cuando éste se haya en presencia de fase líquida.

Un aumento de temperatura sube la presión de vapor de un líquido. La razón de esto es que la velocidad de las moléculas aumenta con el incremento de temperatura, pasando con mayor rapidez las moléculas a estado gaseoso, incluso se formarán burbujas de vapor en el seno del líquido, lo que se llama ebullición.

## **PUNTO DE EBULLICIÓN**

Punto de ebullición de una sustancia es la temperatura a la cual cambiará del estado líquido al gaseoso.

Independientemente de que el gas LP se encuentre por arriba de su temperatura de ebullición no podrá hervir, ya que esta sometido a una presión mayor que la

atmosférica u ordinaria, por encontrarse en un recipiente cerrado, donde se produce un equilibrio entre las fases líquidas y gaseosa. Pero si esa presión se baja a la atmosférica abriendo la válvula de servicio del tanque, el gas empezará su ebullición tumultuosa. Al cerrar la válvula se empezará a generar otra vez el líquido entre fases. Esa propiedad es la que nos permite almacenar el gas LP en estado líquido y aprovecharlo en estado gaseoso.

El cambio de un fluido de estado líquido al estado gaseoso, va acompañado de una absorción de calor, es decir se registra un descenso de temperatura; por eso, si se coloca en la mano unas gotas de alcohol o de éter que se volatizan rápidamente se siente la sensación de frialdad, por que está absorbiendo calor de la mano.

Para enfriar un líquido, lo soplamos porque la corriente de aire que se lanza, evapora una parte del líquido y así se produce un descenso de temperatura. Tratándose de gas LP en estado líquido, ya sea propano o una mezcla de éste con butano, también absorberá calor en su paso al estado gaseoso. Solo que como estos gases tienen una temperatura de ebullición por debajo de los 0° C, ese calor se obtiene directamente de la atmósfera ambiente.

## **RELACIÓN DE EXPANSIÓN, LÍMITES**

La gasolina y otros líquidos inflamables similares, permanecen líquidos cuando están a una presión atmosférica, excepto por una pequeña vaporización que se va produciendo con el aire, pero el propano y el butano cuando se sacan del recipiente, rápidamente se expande transformándose de líquidos a gases.

La relación de expansión debe ser recordada en cada momento. Cuando los gases licuados de petróleo, son derramados al aire libre, fácilmente se expanden y

se mezclan con el aire, llegando a formar mezclas flamables. La expansión de los gases que se están quemando puede ser tan rápida que su fuerza será casi tan violenta como la de una explosión, aun cuando los gases no estén confinados dentro de un área cerrada.

De ahí, la importancia que tiene evitar cualquier fuga de gas en estado líquido.

### **MEZCLA FLAMABLE, EXPLOSIVA Y CARBURADA**

La diferencia entre una mezcla flamable y una mezcla explosiva depende de la cantidad y localización de la mezcla en el momento de la ignición. Por ejemplo: si una mezcla correcta de gas y aire pasa por un tubo venturi a las espesas de salida del quemador, esta mezcla arderá en el momento en que se encienda, continuando igual mientras el quemador siga proporcionado gas correctamente.

Si la mezcla se confina dentro de un área sin ventilación, como un cuarto o un sótano, un edificio, el interior de un horno o en algún área baja, se tornará explosiva y si se enciende explotará. Sin embargo, si la mezcla de gas y aire se vuelve demasiado pobre o demasiado rica en contenido de gas no podrá explotar. Estas dos diferentes condiciones son lo que se llama "límites de flamabilidad" y se divide en: "límite inferior" y "límite superior" que se miden por porcentajes de contenido.

Para un mejor entendimiento, si se tiene un 2.4% de gas propano y un 97.6% de aire, la mezcla será flamable, es decir que, al tener contacto la mezcla con una flama o chispa, necesariamente se encendería, pero si la mezcla esta por debajo del límite inferior, o sea con un contenido de gas de menos del 2%, entonces la mezcla se tornará no flamable.

Ahora bien si la mezcla se encuentra por encima del límite superior de flamabilidad, o sea que contenga mas del 9.5% de gas y menos del 90.5% de aire, tampoco será flamable por ser demasiado rica, hasta no encontrar una corriente de aire que empobrezca la mezcla volviéndola al límite de flamabilidad.

Entre los límites inferior y superior, existe un porcentaje de mezcla que recibe el nombre de "mezcla carburada".

## **COMBUSTIÓN**

Cuando en forma controlada, se mezcla gas con oxígeno del aire en presencia de una fuente de ignición, el resultado será una combustión y solamente puede existir cuando se juntan estos tres elementos, si se aísla cualquiera de ellos jamás podrá efectuarse una combustión.

Recibe el nombre de combustión, el proceso por el cual el combustible se combina en forma rápida con el oxígeno (también llamado comburente) con desprendimiento de luz y calor, se dice que se efectúa en forma rápida para diferenciarlo de otros procesos; el lento, comúnmente llamado oxidación y el ultra rápido o instantáneo llamado explosión.

Generalmente, cuando se realiza una combustión es el objeto de aprovechar su calor, por eso es importante medir la cantidad de calor que producen los combustibles.

## **UNIDADES DE MEDICIÓN**

La unidad para medir el calor en el sistema métrico decimal, se llama caloría y se define como la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura del agua

un grado, de 15° a 16° centígrados. Se elige este intervalo, porque es donde se obtiene el valor medio de las cantidades de calor necesarias para elevar grado a grado a la temperatura de un gramo de agua desde cero a cien grados. Generalmente, a esta unidad se le designa con el nombre de caloría pequeña o caloría gramo, para diferenciarla de la caloría grande o kilocaloría, que es mil veces mayor que ella, o sea, la cantidad de calor necesaria para elevar un grado la temperatura de un kilogramo de agua.

En el sistema británico, la unidad correspondiente es la unidad térmica británica (British Thermal Unit), que se representa por las iniciales BTU de su nombre en inglés. Se define, como la cantidad de calor necesaria para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua.

### **Poder calorífico**

Conociendo las unidades para medir el calor que produce un combustible en una combustión, el calor que se desarrolla se mide por la unidad de peso o volumen. En otras palabras, se dice que el "poder calorífico" de un combustible es la cantidad de calorías capaz de producir por cada gramo, kilogramo, litro o metro cúbico.

Para los cuerpos sólidos o líquidos, el poder calorífico se torna teniendo en cuenta las calorías producidas en la combustión de un kilogramo de combustible, para los gases se toma la unidad de volumen o sea el metro cúbico

Los valores de los poderes caloríficos de los cuerpos, sirven para determinar el consumo de combustibles, pues dividiendo la cantidad total de calorías necesarias para una operación entre el poder calorífico del combustible obtendremos su consumo.

---

Poder calorífico de combustibles (en estado gaseoso a las condiciones de una atmósfera de presión y una temperatura de 20° C).

Gas natural	8,800	kilocaloría por metro cúbico
Propano	17,375	kilocaloría por metro cúbico
Butano	22,880	kilocaloría por metro cúbico

## CAPÍTULO III

### LIMPIEZA DEL GAS

La limpieza del gas es una fase primordial del acondicionamiento que debe realizarse antes de llegar a la planta, las razones por las cuales es importante la limpieza del gas son:

- a) La necesidad de asegurar que el gas puede fluir desde el cabezal del pozo hasta el área de procesamiento sin que ocurra congelamiento o reducción de la eficiencia en las líneas de recolección.
- b) Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquidos y partículas sólidas, ya que estos ocasionan problemas tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y disminución en la cantidad de transporte de las líneas.
- c) El gas debe limpiarse antes de ponerse en contacto con las soluciones de purificación para evitar la contaminación y falla del sistema regenerativo en general.

En términos generales una tubería con residuos, es cualquier cosa que fluye con el gas formando una mezcla que contiene líquidos y sólidos. Algunas veces referido a sedimentos o residuos. Los líquidos son generalmente agua, hidrocarburos pesados, metanol, aceite lubricante, glicol y aminas. Los líquidos se acumulan en los puntos bajos del sistema de recolección y son desplazados corriente abajo en baches por el gas, mientras se acumulan líquidos adicionales.

---

---

Los sólidos pueden ser mezclas simples o complejas, formadas entre otras cosas por lodo de perforación, polvo de construcción, residuos del proceso de soldadura, arena, viruta de acero, grasa e hidratos.

Las partículas sólidas y líquidas, son relativamente fáciles de remover de la corriente de gas por medio de trampas, depuradores y separadores de gas, es de vital importancia eliminar dichos contaminantes conforme se acumulen. Los contaminantes que presentan mayor problema, son las partículas sólidas (partículas de materia) y las partículas líquidas suspendidas (aerosoles) que son arrastradas por la corriente del gas.

La unidad para medir la cantidad de partículas sólidas contenidas en la corriente de gas está expresada por lb/MMPC. Se considera que un sistema de conducción de gas esta limpio cuando se promedia 2 lb/MMPC, pero a determinadas condiciones se considera que el rango puede llegar hasta los 300 ó 400 lb/MMPC.

Para determinar el tamaño de las partículas sólidas se emplea la escala en micrones (25, 400 micrones equivale a 1 pg.). Figura (III.1)

En la industria petrolera, entre los equipos de separación aplicados con mayor frecuencia están los siguientes:

Separadores .- Son equipos utilizados para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos, estos equipos generalmente son de diseño cilíndrico y se encuentran en forma horizontal, vertical y esférica, constan de cuatro secciones fundamentales que son :

- I ) Sección de separación primaria.



II ) Sección de separación secundaria.

III ) Sección de extracción de niebla.

IV ) Sección de almacenamiento de líquido.

Sección de separación primaria.- En esta sección, se separa la mayor porción de líquido de la corriente de gas y se reduce la turbulencia del flujo. La separación de líquido en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección del flujo. El cambio de dirección, se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes cantidades de líquido.

Sección de separación secundaria.- En esta sección, se separa la máxima cantidad de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima. Para esto, el separador debe tener suficiente longitud.

Sección de extracción de niebla.- En esta sección, se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar de las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte del separador se utiliza el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismo de separación. Mediante estos mecanismos, se logra que las pequeñas gotas de líquido se colecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que se drenan a través de un conducto a la sección de almacenamiento de líquidos.

Sección de almacenamiento de líquidos.- En esta sección, se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe

tener la capacidad suficiente para manejar volúmenes de líquido que se pueden presentar en una operación normal.

Estos tipos de separadores son los más comunes en la industria del gas, presentan ventajas por su simplicidad de diseño y mínimos requerimientos operacionales y de mantenimiento.

El termino Extractor de Niebla fue mencionado anteriormente y debido a su importancia es necesario una mayor explicación. Este dispositivo y su función son parte vitales de la mayoría de los procesos de limpieza del gas. Donde el objetivo es obtener gas limpio, eliminando partículas finas del líquido. Hay varios tipos de extractores de niebla, dentro de los más empleados son los de tipo de impacto, que a su vez puede ser de veleta o de alambre entretejido.

Extractores de niebla tipo veleta.- Consiste de placas metálicas paralelas que forman un laberinto. Cada una de estas placas, cuenta con varias bolsas para retener el líquido. Cuando el gas pasa a través del extractor, cambia de dirección varias veces y es centrifugado provocando que las gotas del líquido se muevan hacia el exterior, donde son detenidas por las bolsas colectoras. La fabricación de este tipo de extractores, garantiza que el líquido arrastrado en el flujo del gas no sobrepasa de 0.1 galon/MMPC, además de ser eficientes para separar partículas de líquido mayores de 10 micras.

Extractor niebla malla de alambre entretejido.- Este tipo de extractores, aunque se emplea poco, ha dado resultados favorables y es de bajo costo. Consiste básicamente de un cojinete de malla de alambre, que tiene aberturas simétricas y desalineadas. Estos extractores constan de ciertas características muy particulares, tales como el aire o espacio vacío que ocupa aproximadamente del

92% al 99%, y el uso de alambre de diámetro muy pequeño del rango de 0.003 a 0.011 pg.

El mecanismo de separación del líquido es el choque, aunque hay también acción centrífuga.

En la mayoría de los casos, el espesor del cojinete necesario para que el volumen de líquido arrastrado en la corriente de gas fuera del separador no exceda de 0.1 galón/MMPC, debe ser de 4 a 6 pg.

La eficiencia de estos extractores, depende de la velocidad del flujo del gas, la máxima eficiencia es obtenida a una velocidad de flujo de 5 a 10 pie /seg, esta velocidad es necesaria para impulsar al gas sobre los alambres y como resultado coalescer en gotas que caerán por gravedad desde el cojinete a la sección de almacenamiento de líquidos. Velocidades mayores invadirán el cojinete y consecuentemente entramparan el líquido, velocidades menores permiten que el líquido de vuelta alrededor de este y evite el impacto.

Los extractores de niebla de este tipo, pueden remover partículas líquidas del rango de 1 a 3 micrones. Estas unidades no pueden manejar altas concentraciones de sólidos, debido a las diferenciales de presión que pueden ocurrir, a la carga del líquido en la corriente de gas, al diseño del cojinete y la velocidad del gas.

Extractor de niebla tipo ciclónico.- Este tipo de extractor consiste de un conjunto de pares de tubos concéntricos montados en un recipiente. El número de tubos depende del gasto de gas que se va a manejar. Los tubos concéntricos están provistos de entradas tangenciales para el gas. La parte inferior de estos tubos es cónica y tienen descargas para las partículas de líquidos separadas.

El gas entra tangencialmente al espacio anular entre los dos tubos, moviéndose en espiral hacia abajo. Las partículas de líquidos en la corriente de gas son conducidas por la fuerza centrífuga hacia las paredes del tubo, en donde se recolectan y arrastran hacia el fondo. La velocidad de flujo de gas en este tipo de extractores es crítica. Cuando la velocidad disminuye debajo de un cierto valor, la eficiencia se abate rápidamente y si la velocidad aumenta, la caída de presión a través del extractor también aumentará. Fig (III.2)

En la industria del procesamiento del gas los separadores más utilizados son:

Vertical.- Este es el tipo de separador que más se utiliza normalmente para la separación del gas de volúmenes relativamente grandes de líquido, estos separadores están instalados normalmente en los pozos de aceite y no tanto en los pozos de gas. Las ventajas que posee este tipo de separadores, es que el control del nivel del líquido no es demasiado crítico y maneja cantidades grandes de material extraño tales como arena, sin afectar la operación del separador, además de ser fácil su mantenimiento. Entre sus desventajas se encuentra el costo, no se adaptan con facilidad a una unidad montada y tiene una menor capacidad que cualesquiera de las otras clases de separadores, haciendo la comparación con base en su diámetro eficaz. Fig.(III.3)

Horizontal.- Este separador se utiliza comúnmente para la separación de volúmenes grandes de gas y volúmenes pequeños de líquidos. También se utiliza extensivamente para manejar los condensados recolectados en el sistema. Este tipo de unidad, se utiliza en los pozos de gas, de gas y condensado y generalmente, como dispositivo de separación de entrada en las plantas de procesamiento de gas. Las ventajas de una unidad horizontal, es que su costo es menor que la unidad vertical porque tiene una y media veces la capacidad de flujo

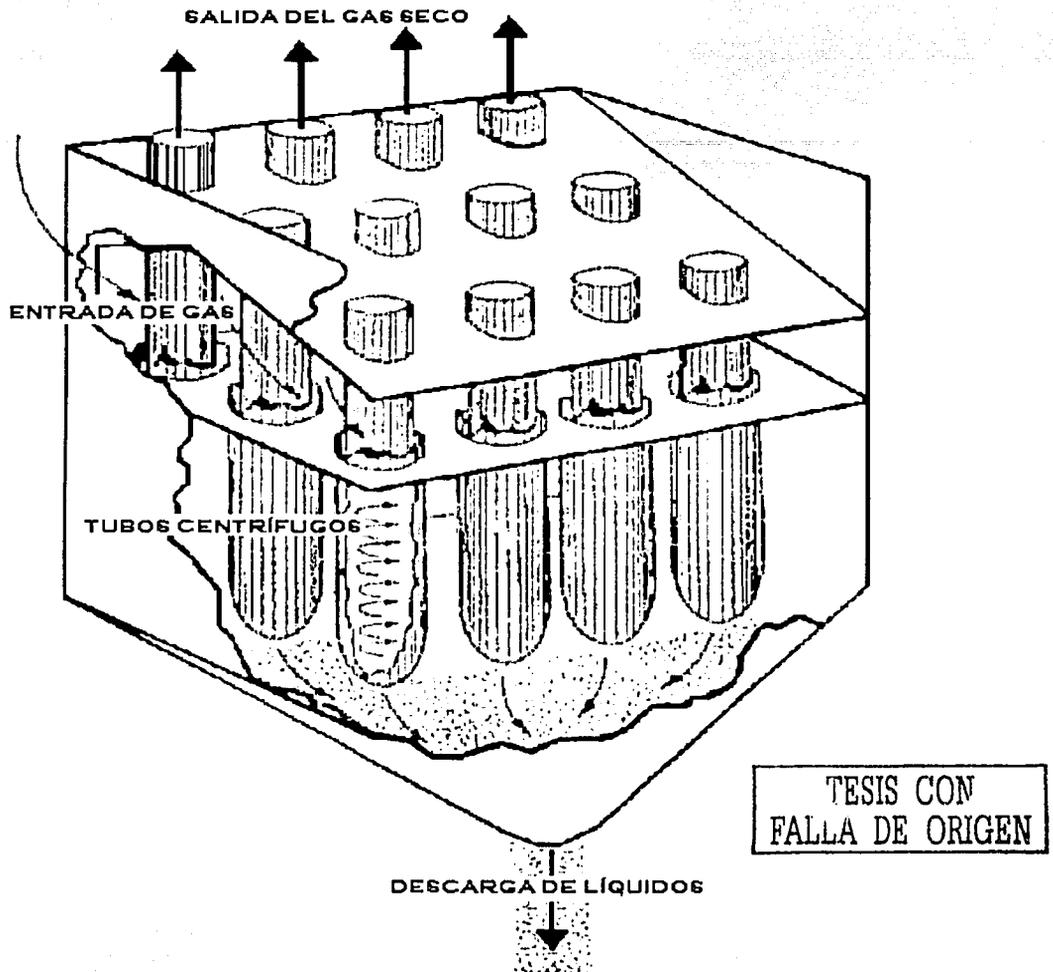
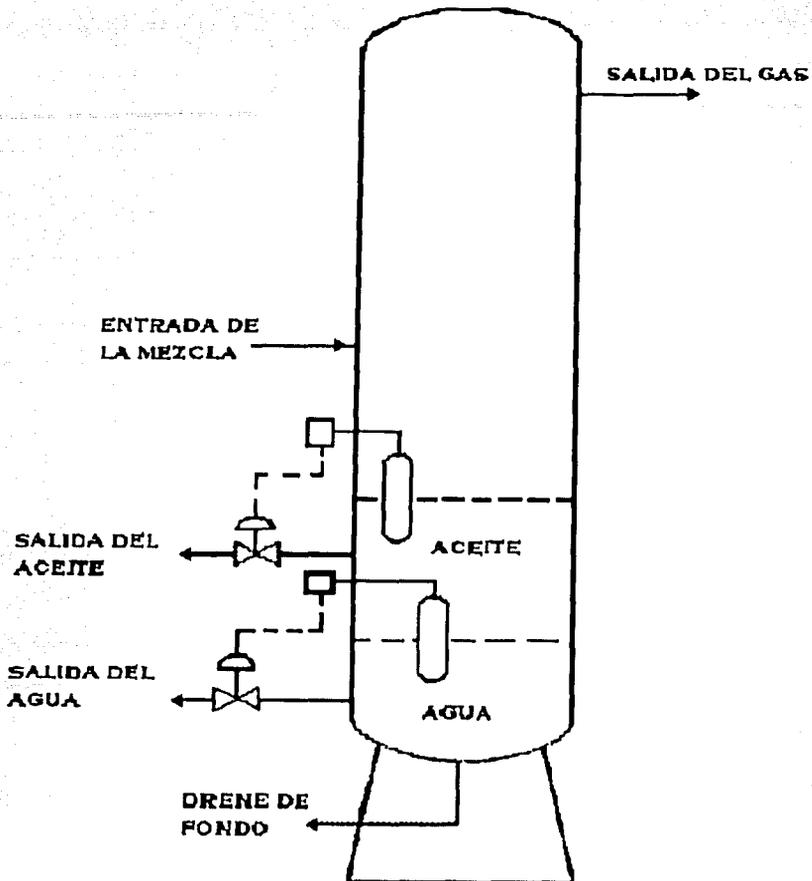


FIGURA III.2 ESQUEMA DE UN EXTRACTOR DE NIEBLA TIPO CICLÓNICO



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA III.3 ESQUEMA DE UN SEPARADOR VERTICAL TRIFÁSICO

---

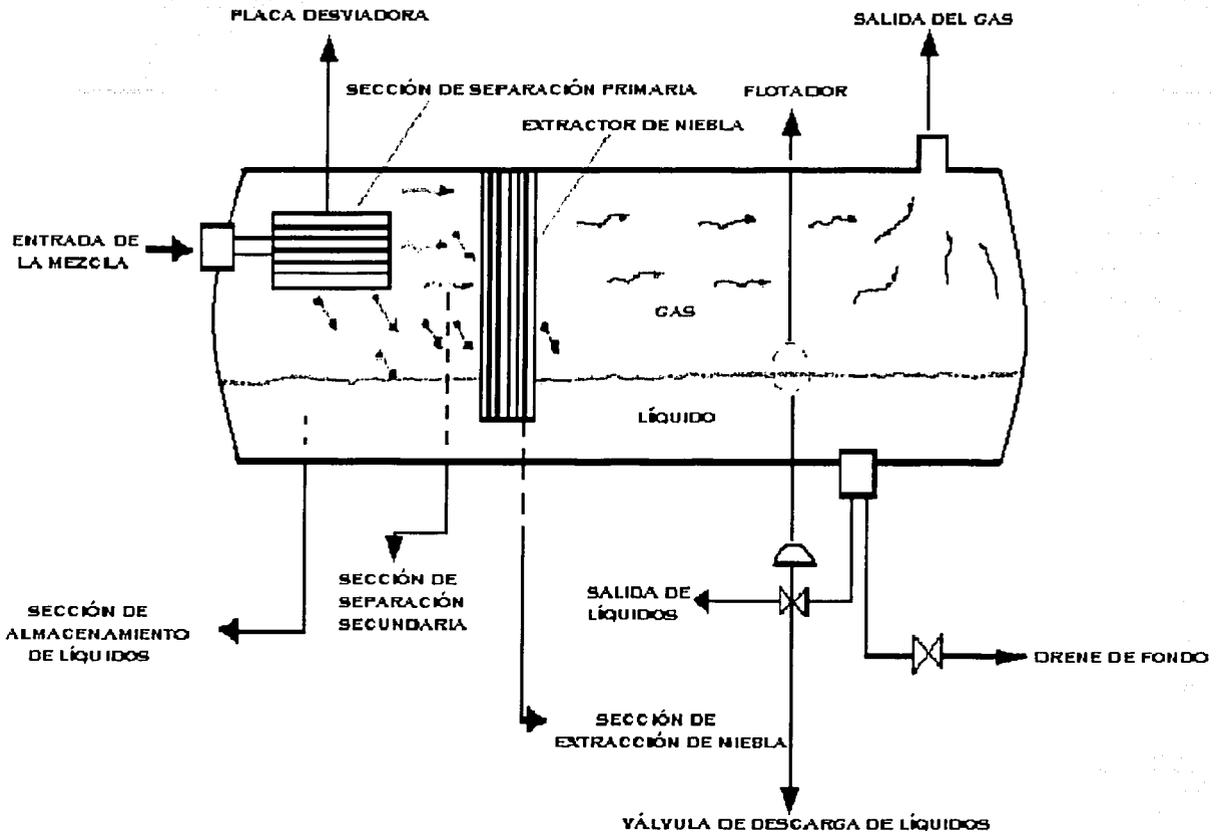
de gas de un separador vertical con el mismo diámetro; el separador es fácilmente adaptable y de fácil montaje.

Sus desventajas son que el control del líquido es extremadamente crítico comparado al de la unidad vertical y es difícil de limpiar la arena y materiales extraños que se acumule en el separador. Fig.(III.4)

Esférico.- Este tipo de separador es el más usado comúnmente para grandes volúmenes de gas y muy pequeños volúmenes de líquido. Este tipo de unidad es usada principalmente como un rectificador, por ejemplo, remueve pequeñas cantidades de líquido. La ventaja de un separador esférico es que es más compacto que las demás unidades. Pero tienen las desventajas de tener un espacio de separación limitado y una capacidad de surgencia de líquido limitada también. Además, el control del nivel de líquido es extremadamente crítico. Fig.(III.5)

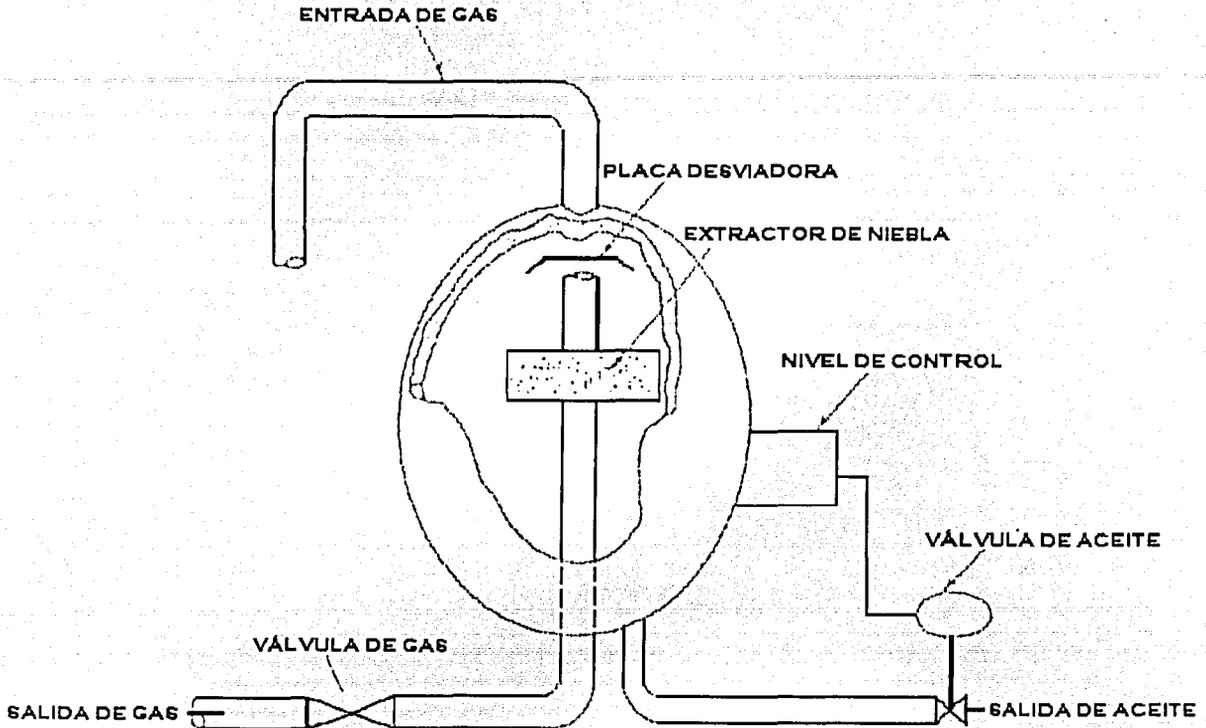
Ciclónico.- El separador ciclónico es un tipo relativamente nuevo de separador con lo que respecta a la industria del gas. El principio del ciclónico ha sido utilizado por muchos años en otro tipo de procesamiento, sin embargo no había sido utilizado para el procesamiento del gas hasta hace poco. Utiliza la fuerza centrífuga casi completamente para efectuar la separación entre el polvo y el líquido de la corriente de gas. Ellos son razonablemente efectivos debajo de partículas de materia de 4 micrones. Este tipo de unidad es utilizada principalmente como un rectificador. Es utilizado para la separación de pequeños volúmenes de líquido en grandes volúmenes de gas. Estas unidades pueden ser construidas muy económicamente ya que requieren un diámetro pequeño de separador para realizar una separación adecuada. El pequeño tamaño de estas unidades las hace particularmente adaptables para unidades de prueba portátiles de campo. Fig.(III.6)

---



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA III.4 ESQUEMA DE UN SEPARADOR HORIZONTAL



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA III.5 ESQUEMA DE UN SEPARADOR ESFÉRICO

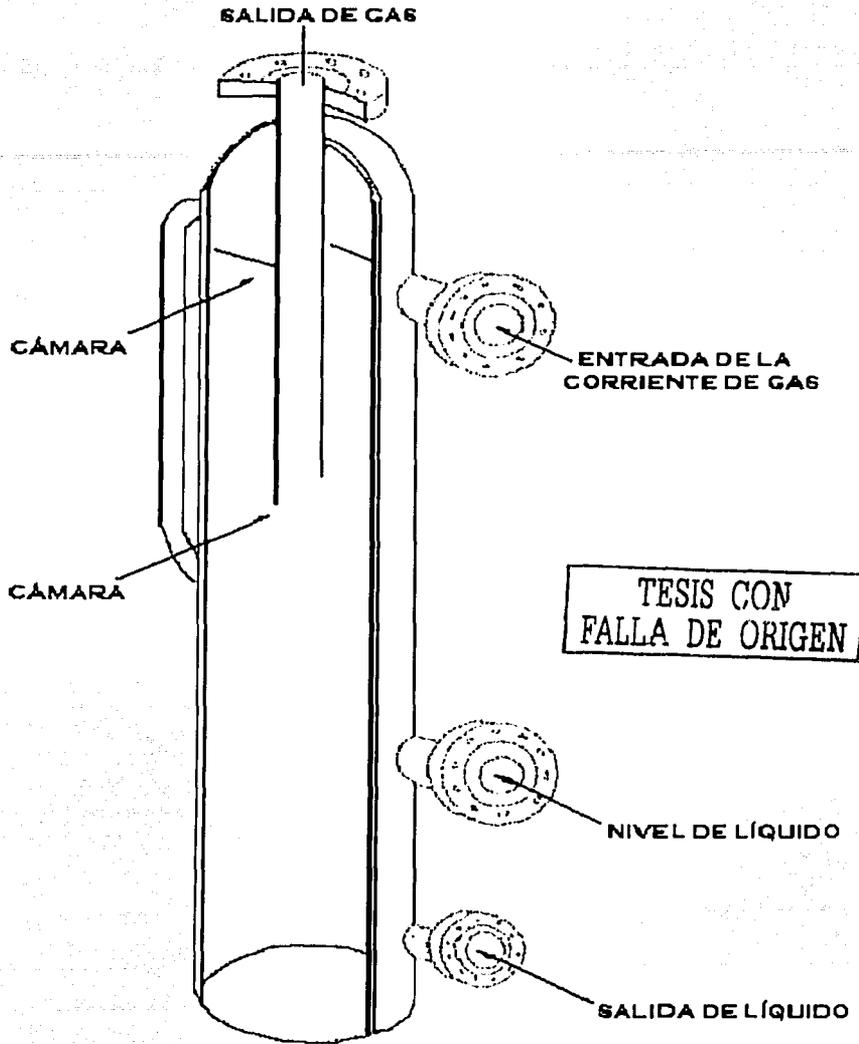


FIGURA III.6 ESQUEMA DE UN SEPARADOR CICLÓNICO

Existe otro tipo de unidad de separación, el cual ha venido utilizándose desde años atrás en otros países, estos son llamados:

**Separadores a baja temperatura.-** Se desarrollaron inicialmente, para deshidratar el gas producido en pozos localizados a distancias grandes de las centrales de recolección. En fechas posteriores, su empleo se extendió debido al éxito logrado en la recuperación de los condensados que tienen un alto valor comercial, factor que hace a estos sistemas altamente rentables.

Con el empleo de un sistema de separación a baja temperatura para el manejo de gas y condensados, además de proporcionar un mayor rendimiento en la recuperación de hidrocarburos líquidos, el gas separado presenta un menor contenido de hidrocarburos pesados y vapor de agua, con lo que se reduce notablemente la posibilidad de condensación de líquidos en el sistema para el transporte de gas. Con esto se incrementa la eficiencia en el aprovechamiento del equipo y se abaten sustancialmente los problemas de operación y mantenimiento del sistema, tales como: disminución de la capacidad de los gasoductos, corridas de "diablos", formación de incrustaciones, corrosión de las líneas y presencia de líquidos en las plantas de tratamiento del gas, entre otros.

**Filtros de polvo.-** Ninguna teoría acerca de la separación de niebla y polvo es completa, si no se hace mención sobre la filtración. Esto es frecuentemente más aplicable en una tubería, solo que el problema se origina en el sistema de producción.

Un tipo diferente de filtro es el extractor de niebla, el cual fue mencionado anteriormente dando a conocer los diferentes tipos que existen, así como resaltando la importancia que tiene el uso de este aparato interno para poder cumplir con el objetivo, que es la limpieza del gas, entre otras cosas.

El primer uso que se le ha dado a los filtros hasta ahora ha sido la eliminación de polvo en las líneas. Una de las primeras aplicaciones fue un "filtro bolsa" corriente abajo de las plantas de deshidratación, el cual como su nombre lo indica, era un bolso tejido de un material poroso colocado a través de toda la línea. Este intento de separación de polvo con el crudo fue regularmente una panacea, debido a que se formaba una torta de polvo provocando una caída de presión excesiva y que las bolsas frecuentemente fallaran. Además, las líneas tenían que cerrarse periódicamente para permitir dar mantenimiento y limpieza a estos filtros.

Fieltro.- El fieltro comprimido en los cojines, también ha sido utilizado. Los filtros más eficaces tenían varias capas de cojines de fieltro, los cojines eran colocados paralelos a la corriente de gas. Estos materiales sin embargo eran difíciles de limpiar y se deterioraban bajo la acción de la corriente de gas, sobre todo si había presencia de líquidos, esta desventaja se ha superado gracias al uso de materiales sintéticos, los cuales son más impermeables a los líquidos orgánicos. Incluso con el uso de esos materiales, aunque la separación líquida parece baja, el polvo puede ser eficientemente separado. Las partículas líquidas parecen aglomerarse sobre la parte baja del cojín como una película sólida de líquido. Como el gas pasa a través de esta película, se forman burbujas que revientan y son retenidas. En este punto el problema es el mismo como el original, las partículas líquidas como son más grandes, se pueden separar mejor en un extractor de niebla convencional, el mejor sistema será aquel que combine al extractor de polvo y al extractor de niebla.

Un filtro ideal debe cumplir con las siguientes características:

- Debe ser de fácil limpieza para minimizar tiempo.
- Debe ser de fácil movilidad para su limpieza

- Debe ser impermeable a la acción de líquidos orgánicos y agua para que no infle o se estropeeé.
- Debe tener fuerza estructural y ser bastante rígido para mantener su forma.
- Debe tener caídas de presión relativamente bajas.
- Debe ser capaz de separar polvo y líquido simultáneamente con alta eficiencia.

Un filtro comercial se compone de elementos circulares múltiples, el número depende del área que necesita el flujo de gas en la tapa del filtro, el polvo se conserva en el elemento y las partículas de líquidos se acumulan para su extracción en el extractor de niebla localizado corriente abajo. El reborde del extremo se quita para el reemplazo de los elementos, este tipo de filtro ofrece la ventaja de una mayor área superficial por unidad de volumen del recipiente. La cantidad de área necesitada del filtro es función de su material, de la densidad, de la gravedad específica del gas y de su construcción.

Un separador filtro tiene una sección de entrada con elementos moldeados de fibra de vidrio, los cuales son huecos en el centro. El líquido se une en estos elementos y fluye a la sección de centro. La sección de salida es, en efecto, un extractor de niebla grande. Los fabricantes demandan que casi el 100% de partículas debajo de 1 micrón sean eliminadas. Esto es técnicamente factible, pero no puede lograrse en la práctica.

Otro tipo de equipo de limpieza de gas que merece reconocimiento es:

Precipitador electroestático .- En este momento su aplicación a la limpieza de gas de grandes volúmenes, a alta presión, ha estado limitado y solamente unos cuantos han sido instalados.

Básicamente induce una carga eléctrica que atrae las partículas de materia, de donde son posteriormente acumuladas en un depósito y posteriormente desalojadas.

Debido a los ambientalistas, este tipo de limpieza es usado hoy en día. Es posible mantener algún futuro sobre la limpieza del gas natural.

Esta información sobre limpieza de gas ha acentuado la necesidad de esta operación en localizaciones de almacenamiento y producción.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

---

---

## CAPÍTULO IV

### ENDULZAMIENTO DEL GAS

#### INTRODUCCIÓN

Las especificaciones más rigurosas para la venta del gas natural es debido al azufre contenido en el gas, ya que es conveniente que el gas al ser vendido o entregado no debe contener más de un grano de  $H_2S$  ni más de 20 granos de azufre por cada 100  $pie^3$  (un grano equivale en peso a 0.06 gr). El gas natural que contiene estas cantidades de azufre se le conoce como gas amargo. El gas del azufre que está presente es conocido como gas ácido, como lo es el  $CO_2$ .

Las cantidades de azufre con las cuales la mayoría de los depósitos de almacenamiento son contaminados, probablemente un máximo de 75 – 150 granos/100  $pie^3$  son relativamente pequeños, en comparación con algunos suministros de gas contaminados con  $H_2S$ . El contenido de  $H_2S$  a la entrada del gas en las plantas desulfurizadoras probablemente rara vez excederá de 40 a 100 granos por cada 100  $pie^3$ . Dando una perspectiva de la cantidad de azufre que debe ser extraída, debe considerarse que 7,000 granos de  $H_2S$  es igual a una libra-masa. Por consiguiente  $40/7000$  es 0.0057 lb. Se ha mostrado que 100  $pie^3$  de gas natural pesan cerca de 4.7 lb y 0.0057 lb dividido por 4.7 es igual a 0.0012 o dicho de otra forma un gas que contiene 40 granos /100  $pie^3$  es aproximadamente de 0.12 % de azufre.

En la industria del gas natural, el contenido de azufre comúnmente es referido a términos de granos por unidad de volumen. Sin embargo en las compañías fabricantes o proveedores de equipos, la referencias cuantitativas generalmente

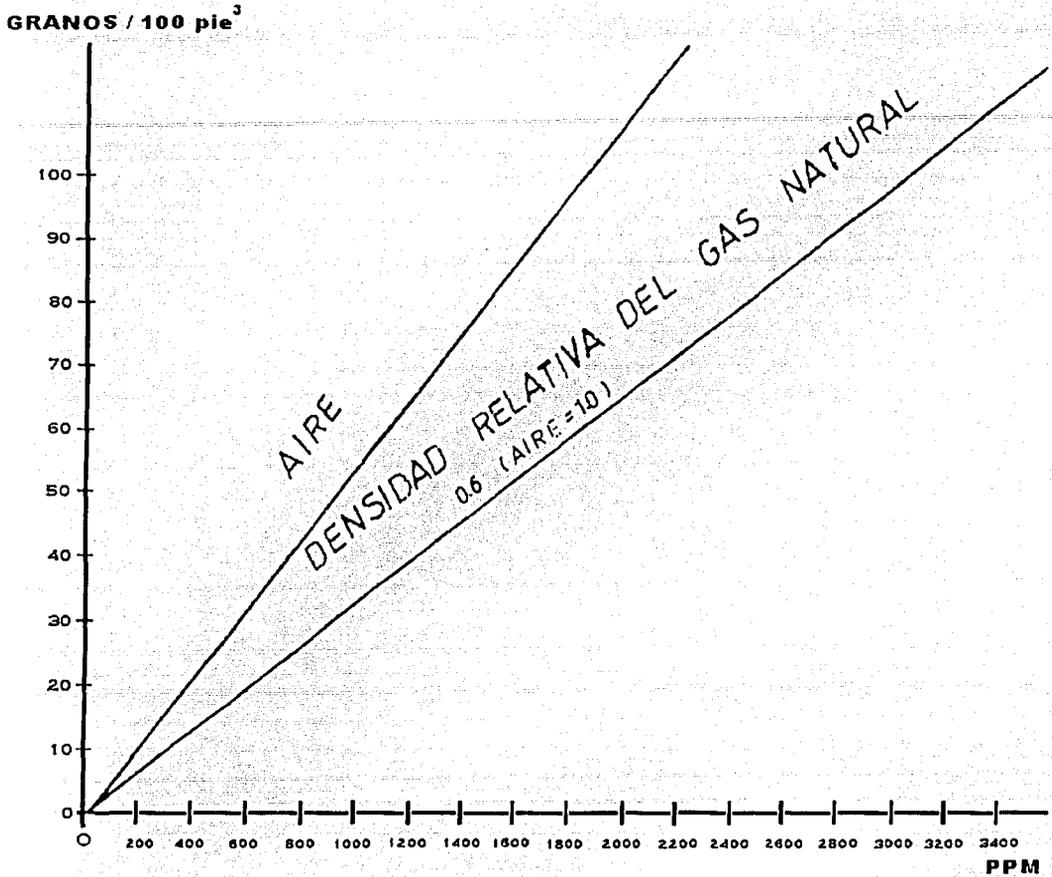
son en ppm (partes por millón). La figura IV.1 sirve para hacer la conversión de granos /100 pie<sup>3</sup> a ppm y viceversa para ambos gas y aire.

Existen diversas razones para eliminar el H<sub>2</sub>S del gas, entre las principales se encuentran:

1. Es corrosivo para todos los metales normalmente en uso y asociado con sistemas de tuberías, aunque algunos metales son menos susceptibles a la corrosión que otros.
2. Es altamente tóxico.
3. El H<sub>2</sub>S forma SO<sub>2</sub> en combustión, el cual es también altamente tóxico y corrosivo.

Hay más de 30 procesos de endulzamiento de gas natural. Estos pueden ser clasificados de la siguiente manera:

1. Procesos por lotes.- Esponja de Hierro, Chemsweet, Sulfachek y Soda cáustica. Su uso se limita al manejo de pequeñas cantidades de azufre, bajos ritmos de flujo y/o concentraciones pequeñas de sulfuro de hidrógeno.
2. Soluciones acuosas de aminas.- Monoetanolamina, dietanolamina, diglicolamina, metildietanolamina, Ucarsol, Flexsorb y Gas/Spec. Estas soluciones son regeneradas y se utilizan para retirar grandes cantidades de azufre y CO<sub>2</sub> cuando sea necesario.
3. Mezcla de soluciones.- (Mezclas de una amina, de un solvente físico y de agua), Sulfinol, Ucarsol, Flexsorb y Optisol. Estas soluciones son capaces



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA IV.1 TABLA DE CONVERSIÓN PARA GAS Y AIRE

---

---

de manejar altas concentraciones de gas ácido.

4. Solventes Físicos.- Selexol, Rectisol, Purisol, Fluor. Estos pueden ser regenerados sin calor y secan simultáneamente al gas. Se utilizan para el retiro de CO<sub>2</sub> en instalaciones costa afuera.
5. Soluciones Calientes de Carbonato de Potasio.- Hot Pot, Catacarb, Benfield y Giammarco – Vetrocoke. Estos son análogos químicos de los solventes físicos.
6. Adsorción .- Linde, Zeochem y tamiz molecular químico de Davison. El uso es limitado a las bajas concentraciones de gas ácido y el gas se seca simultáneamente.
7. Membranas.- AVIR, Air products, Cynara(Dow), DuPont, Grace, International permeation y Monsanto son los más convenientes para la separación de CO<sub>2</sub>, especialmente cuando la concentración del gas alimentado es muy alta.

En la figura IV.2 se muestra cuando se podría aplicar cada proceso. Esto es solo una guía general, ya que muchos otros factores deben ser considerados, como los análisis detallados del gas, la temperatura y presión de operación, una buena localización, regulaciones gubernamentales, contratos de ventas, etc.

El proceso por lotes y el de las aminas son los más usados, cerca del 90% en aplicaciones de instalaciones terrestre.

Se prefieren las aminas cuando los bajos gastos de explotación justifican el alto

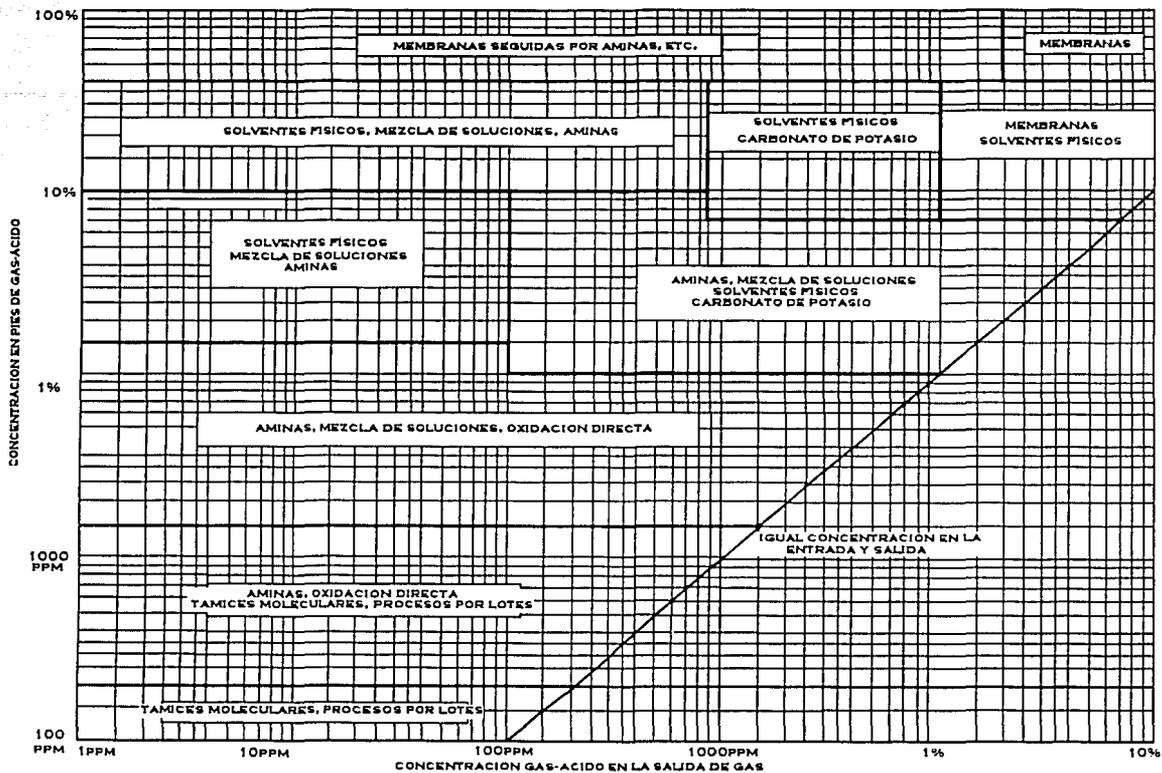


FIGURA IV.2 GUÍA PARA LA SELECCIÓN DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

---

---

costo del equipo (el costo químico para los procesos por lotes es demasiado elevado).

La clave está en el contenido de azufre en la alimentación del gas. Debajo de 20 lb/día se prefieren los procesos de tratamiento por lotes por ser más económicos, y sobre 100 lb/día las aminas se preferirán sobre las soluciones.

Contenido de sulfuro 1 lb/día = 1.34 (MMpie<sup>3</sup>/día) (gr H<sub>2</sub>S/100 pie<sup>3</sup>)

Muchos de los productos químicos absorben los gases ácidos. El truco es encontrar un material barato, no-peligroso que tenga una alta capacidad para manejar el H<sub>2</sub>S y produzca un desecho ambientalmente aceptable. Actualmente los procesos comercializados son: Esponja de Hierro, Chemsweet y Sulfa-check. Se utiliza la soda cáustica especialmente cuando los mercaptanos deben ser retirados o cuando el producto resultante se puede vender a una empresa o fabrica de papel. Las mezclas acuosas de las partículas del óxido de hierro y las mezclas de formaldehído, metanol y agua, también son usadas.

Las ventajas de los procesos por lotes son :

1. Retira completamente las concentraciones bajas y medias de H<sub>2</sub>S sin consumir el reactivo debido al CO<sub>2</sub>.(excepto la soda cáustica).
2. Una baja inversión de capital comparado con los procesos regenerativos (sin embargo, los contenedores de alta presión son costosos).
3. La afinidad por el contenido de azufre en el gas es independiente de la presión de operación.

4. El retiro de los contaminantes orgánicos del azufre, tales como los mercaptanos de peso molecular más bajo.

Las desventajas son :

1. La operación ininterrumpida requiere dos o más torres de contacto, de modo que por lo menos una torre esté en operación cuando se está recargando la otra.
2. La presencia de líquidos (por mala separación o condensación en la torre debido a los cambios de temperatura) daña las virutas de la esponja de hierro y hace espuma de los dulcificantes líquidos.
3. La formación de hidratos puede ocurrir a altas presiones y bajas temperaturas.

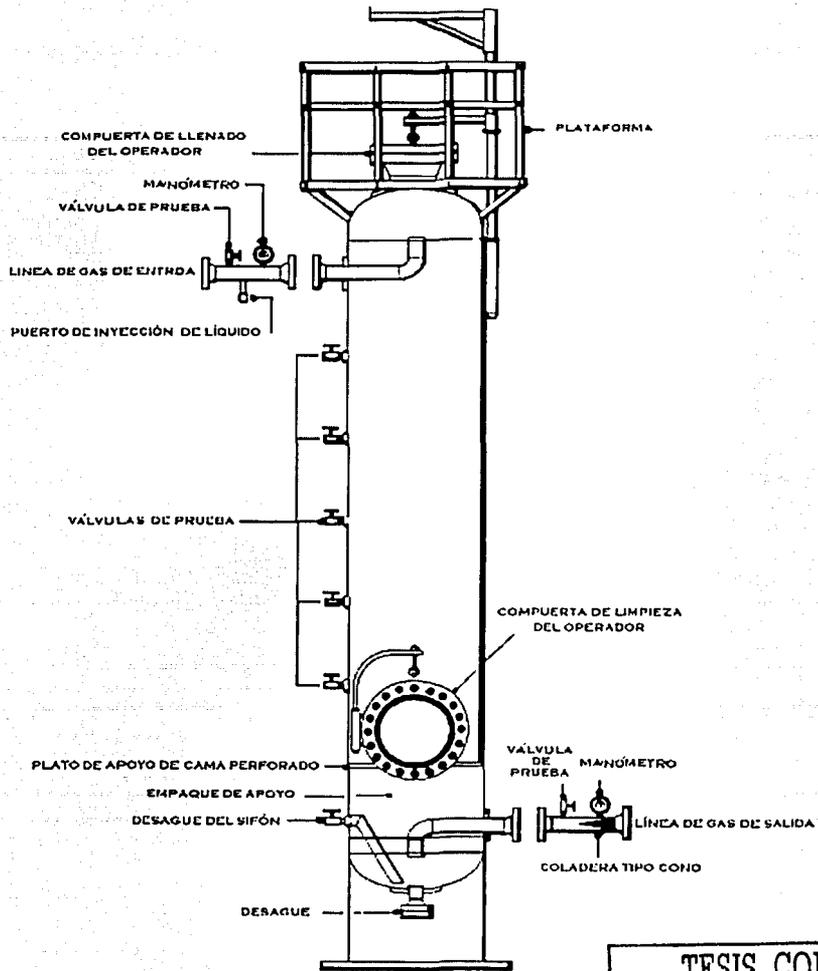
La tabla IV.1 compara los procesos de la Esponja de Hierro, Chemsweet, Sulfa – Check y soda cáustica.

Para una mejor comprensión del procesamiento por lotes se describirán los siguientes procesos:

**Esponja de Hierro.-** El proceso de la esponja de hierro es el más viejo y aún el de mayor uso del procesamiento por lotes. La esponja de hierro consiste de una cama compuesta de viruta de madera impregnada con óxido férrico,  $Fe_2O_3$  y carbonato de sodio para el control del pH, ésta es colocada dentro de la torre de contacto vertical (figura IV.3) apoyada sobre una placa perforada. El gas entra a la torre por la parte superior y es distribuido por un desviador en la entrada, el gas

Proceso	Espanja de Hierro	Chemsweet	Sulfa - Check	Soda Quastica
General:				
Edad , años	100	10	4	50
Unidades en servicio	miles	cientos	cientos	cientos
selectividad de H <sub>2</sub> S	si	si	si	no
Recipiente:				
Area de la sección transversal	baja	alta	media	media
Altura , pie	10 a 20	20 a 30	20 a 30	10 a 20
Costo	bajo	alto	medio	medio
Químicos:				
Costo				
Cama lb S/pie cúbico	7	4	13	varios
Disponibilidad:				
Esfuerzo y tiempo necesario para la limpieza	alto	bajo	bajo	bajo
Aprobación ambiental	alta	baja	media	se vende a compañías papeleras

TABLA IV.1 COMPARACIÓN DE PROCESOS POR LOTES



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**FIGURA IV.3 TORRE DE ESPONJA DE HIERRO**

pasa a través de la esponja reaccionando con ésta, logrando que el gas endulzado se ubique en el fondo de la torre para posteriormente ser desalojado.

Como puede verse el proceso de esponja de hierro no es muy complejo, además de ser como se menciono anteriormente, uno de los procesos más recomendable debido a sus características, dentro de las cuales destaca el proceso regenerativo, el cual consiste en agregar pequeñas cantidades de oxígeno o aire a la corriente de gas para provocar la oxidación del  $\text{Fe}_2\text{S}_3$  para obtener como resultado nuevamente el  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . Este método regenerativo tiene ciertas desventajas debido a que es peligroso por el calor generado durante la oxidación, así como el determinar la cantidad exacta de aire que va a ser agregado y lo costoso que resulta el equipo de inyección. Además, el oxígeno promueve la corrosión especialmente en la presencia del  $\text{CO}_2$ .

Existe un proceso que fue desarrollado como alternativa a la esponja de hierro, que utiliza el óxido de hierro para absorber selectivamente el  $\text{H}_2\text{S}$  de la corriente de gas. Desafortunadamente los resultados no han sido favorables en el uso de este proceso, ya que provoca problemas como es la formación de espuma y la corrosión excesiva, además de que el costo químico es más alto que el de la esponja de hierro.

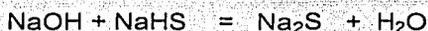
**Chemsweet.**- Es un proceso que se basa en un polvo blanco que es una mezcla de óxido de zinc, acetato de zinc y un dispersor para mantener las partículas del óxido de zinc en suspensión. Cuando una parte se mezcla con cinco partes de agua, el acetato se disuelve y proporciona una fuente controlada de iones de zinc que reaccionan instantáneamente con los iones del bisulfuro y del sulfuro que se forman cuando el  $\text{H}_2\text{S}$  se disuelve en la solución. La presencia del  $\text{CO}_2$  en el gas natural no importa. El pH de la mezcla de Chemsweet es lo bastante bajo para

prevenir la absorción significativa de CO<sub>2</sub>, incluso cuando el volumen de CO<sub>2</sub> sea mayor que el de H<sub>2</sub>S.

**Sulfa-Check.**- Es una solución acuosa de nitrito de sodio preparada para estabilizar el pH sobre 8, hay una base fuerte que eleva el pH del nuevo material a 12.5. La solución al reaccionar con el H<sub>2</sub>S forma azufre, amoníaco y soda cáustica.

Ocurren otras reacciones que forman óxido de nitrógeno y el CO<sub>2</sub> en el gas reacciona con el hidróxido de sodio para formar carbonato y bicarbonato. La solución ya usada es una mezcla de las partículas finas de azufre en una solución de sales de sodio y amonio.

**La soda cáustica.**- NaOH, Es la reacción estándar de la base y el gas ácido que actúa en dos formas:



Similares aunque más lentas son las reacciones que ocurren con el CO<sub>2</sub> y RSH. De hecho, se usa un lavado de NaOH para remover específicamente el RSH de la corriente de gas natural después de haber retirado el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub>. Si se mantiene el pH entre valores de 9 a 11 durante un tiempo muy corto, cerca del 90% del H<sub>2</sub>S puede ser removido en una sola etapa mientras que se absorbe del 1 al 5% del CO<sub>2</sub>. Dos o tres etapas en el proceso producirán gas de mayor calidad. Los productos de la solución no pueden ser desechados en cualquier sitio, por lo que se vende la mayor cantidad posible a alguna compañía de papel, donde se usará para blanquear la pulpa de madera.

En la figura IV.4 se muestra una torre típica de contacto para líquidos y mezclas.

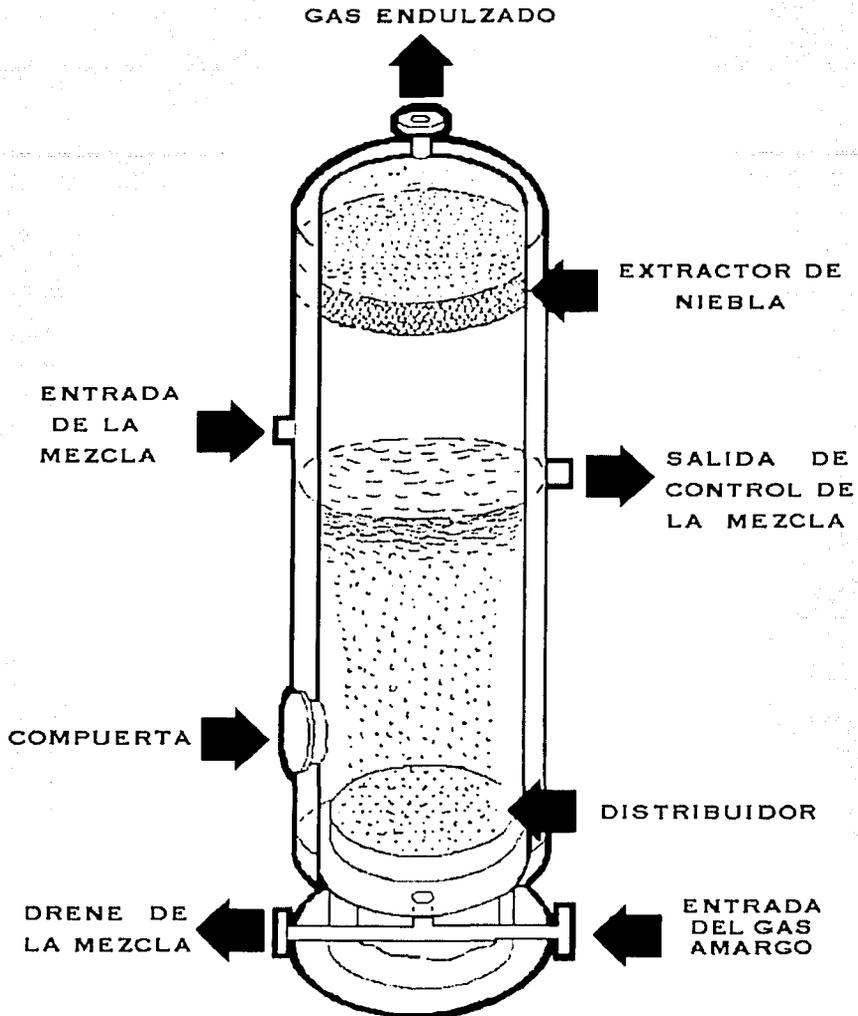


FIGURA IV.4 TORRE DE CONTACTO PARA PROCESOS LÍQUIDOS

---

---

El recipiente es cilíndrico con cabezas elípticas, está equipado con entrada y salida de gas, una entrada de alimentación para la mezcla, una zona de drene, un extractor de niebla y un distribuidor de gas. El gas amargo entra por el fondo y levanta la placa del distribuidor donde se dispersa en burbujas pequeñas de gas. Éstas suben a través de la mezcla y proporcionan la agitación necesaria para llevar a cabo la reacción. La corriente de gas endulzado atraviesa el extractor de niebla y se va a la zona superior.

En la tabla VI.1 se muestra una comparación de los procesos por lotes.

Considerando las ventajas y desventajas de cada uno de los procesos anteriores es importante tomar en cuenta ciertos parámetros que van a permitir llevar a cabo su correcta aplicación. Dichos parámetros son:

- 1.- Verificar los parámetros de diseño, especialmente la velocidad superficial del gas. Para las unidades de esponja de hierro, una velocidad baja de 5 ft/seg da lugar a una distribución pobre del gas, acanalamiento y pérdida de la eficacia por absorción. Una velocidad alta de 13 ft/seg compacta la cama y aumenta la caída de presión. Para los baches, una velocidad baja significa una mezcla y una depositación pobre de los sólidos y una velocidad alta promueve la generación de espuma, el arrastre de líquidos y la adherencia de la solución ( lavado) al cilindro.
- 2.- Anticipar la condensación y formación del hidrato durante el tiempo de frío. Una alta caída de presión a través de la cama de la esponja de hierro puede producir un enfriamiento suficiente para generar este fenómeno.
- 3.- Incluir un separador en la entrada. Los líquidos (agua o hidrocarburos) arruinan la cama de la esponja de hierro lavando el óxido ferrico de las virutas e

hinchando la madera. El resultado es un aumento de presión a través de la cama tanto como  $200 \text{ lb/pg}^2$  en un día. Para los baches los resultados son igualmente destructivos: aumento del volumen del lavado, formación de emulsiones de agua/hidrocarburo, y formación de espuma.

4.- Presurizar la torre lentamente y si es posible de la parte superior hacia el fondo. Una presurización demasiado rápida de la parte superior compacta las virutas de la esponja de hierro, y una presurización rápida desde el fondo levantará las virutas y las colocará irregularmente llenando de líquidos el extractor de niebla.

5.- Supervisar diariamente la operación, medir el flujo de gas, la temperatura, la presión, la entrada y salida de las concentraciones de  $\text{H}_2\text{S}$  y RSH, la altura para las mezclas líquidas, el pH del lavado o cualquier líquido que se acumule en el fondo de las unidades de esponja.

## SOLUCIONES DE AMINAS Y MEZCLAS

Es importante tener el conocimiento de lo que es una amina, con el fin de comprender claramente los siguientes procesos.

Las aminas son derivados del amoníaco ( $\text{NH}_3$ ) en donde uno o más átomos de hidrógeno han sido sustituidos por grupos alquilo (derivados de hidrocarburos saturados) o grupos arilo (derivados de benceno).

El número de grupos orgánicos unidos al átomo de nitrógeno determina que la molécula sea clasificada como amina primaria (si sólo se sustituye un átomo de

hidrógeno), secundaria (si se sustituyen dos átomos de hidrógeno) o terciaria (si se sustituyen los tres átomos de hidrógeno). La mayoría de las aminas tienen un olor desagradable y son solubles en agua.

La mayoría de los procesos de endulzamiento de gas utilizan soluciones acuosas de alkanolaminas. Un solvente físico se agrega para mejorar el funcionamiento de la amina en situaciones especiales. Las ventajas de estos procesos donde el tratamiento de la solución es regenerada y recirculada son:

- 1.- La completa eliminación de las altas concentraciones de gases ácidos.
- 2.- Bajos costos de operación por cada libra de azufre removida en comparación con el proceso por lotes.
- 3.- La composición de la solución se puede adaptar a la composición del gas amargo.
- 4.- Cantidades grandes de compuestos de azufre orgánicos pueden ser removidos cuando un solvente físico se agrega a la solución de la amina.

Las desventajas son:

- 1.- Alta inversión de capital en comparación con el proceso por lotes.
- 2.- Los costos de operación y de mantenimiento son significativos.
- 3.- Algunos de los procesos Sulfinol y Flexsorb requieren licencia.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

---

---

## Comparación de las soluciones de amina

En la tabla IV.2 se compara las características principales y enumera las condiciones de funcionamiento típico para las soluciones de amina comúnmente usadas.

La descripción de las soluciones correspondientes al proceso de las soluciones acuosas de aminas son:

**Monoetanolamina, MEA.-** Es la primera alkanolamina usada y el proceso permanece inalterado desde hace 50 años. Su uso ha declinado recientemente, es usada regularmente cuando la presión del gas ácido es baja y/o en concentraciones bajas de 40 granos/100 pie<sup>3</sup> de gas ácido. MEA es una amina primaria con el peso molecular más bajo. Por consiguiente, es la más reactiva, volátil y corrosiva. Ésta es la razón por la cual se utiliza en soluciones diluidas, tiene las pérdidas más altas por vaporización y requiere más calor para la regeneración.

Las aminas primarias forman enlaces más fuertes con los aniones del gas ácido que las aminas secundarias y terciarias. Como tal, la regeneración, es decir la descomposición de las sales formadas durante la absorción del gas ácido es más difícil.

**Dietanolamina, DEA.-** Es la amina más usada en el proceso de endulzamiento del gas. Comparada con MEA el calor que genera la reacción con el H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> es menor, es menos corrosiva y puede ser usada en altas concentraciones con grandes cargas de gas ácido. Esto resulta en un proceso menos costoso. Es muy resistente a la degradación de RSH y COS.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Proceso	MEA	DEA	DGA	DIPA	MDEA	Mezcla de soluciones	Selexol	K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Tipo de amina	primaria	secundaria	primaria	secundaria	terciaria	terciaria	..	..
Reactividad	Alta	moderado	moderado	moderado	moderado	moderado		
Estabilidad	justa	bueno	justa	bueno	bueno	bueno	bueno	excelente
Adsorción de Hidrocarburos	baja	moderada	alta	moderada	alta	alta	alta	no
Pérdida por vaporización	alta	moderada	alta	moderada	baja	baja	baja	no
Selectividad de H <sub>2</sub> S	no	no	no	no	si	si	si	no
Remoción de S orgánico	baja	baja	moderada	baja	baja	alta	alta	no
corrosividad	alta	moderada	moderada	baja	baja	baja	baja	baja
tendencia a formar espuma	baja	baja	baja	moderada	alta	alta		
costo	bajo	bajo	moderado	bajo	moderado	alto	alto	bajo
degradación con:								
H <sub>2</sub> S	no	no	no	no	no	no	no	no
CO <sub>2</sub>	moderada	bajo	moderada	moderada	baja	no	no	no
COS	si	bajo	moderada	alta	baja	no	no	no

TABLA IV.2 COMPARACIÓN DE SOLUCIONES DE ENDULZAMIENTO DE GAS

**Disopropanolamina, IPA.-** Es la amina más frecuentemente usada en el proceso ADIP. El uso de esta amina reporta bajos requerimientos de vapor, baja corrosividad, y es muy conveniente para las corrientes de gas que contienen COS.

**Diglicolamina, DGA.-** Es una amina primaria con el mismo peso molecular que el DEA. Un 50 –70 % de la solución puede estar cargada a 0.4 mol de gas ácido / mol de DGA. Una solución que contiene un 65% de DGA se congela a – 40°F, esto hace que DGA sea muy conveniente para climas fríos. Soluciones que contienen un 20% MEA y 30% DEA se congelan a 15 °F y 20 °F respectivamente. Similar a MEA, DGA es conveniente para tratar corrientes de gas con presiones parciales bajas de gas ácido. Y un recalentador es necesario para completar la regeneración.

**Metildietanolamina, MDEA.-** MDEA tiene ganado una gran parte del mercado de tratamiento de gas en los últimos años. Su éxito se debe al hecho de que las aminas terciarias tal como MDEA que es selectiva por el H<sub>2</sub>S sobre el CO<sub>2</sub> cuando entra en contacto con la corriente de gas que contiene ambos gases ácidos.

Las soluciones de MDEA tienen los requerimientos más bajos de calor por regeneración, baja generación de calor por reacción con H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> y bajo calor específico, baja pérdida de solventes, y el punto de congelamiento a –25 °F. MDEA es usada en varias formulaciones de solventes especiales.

**Solventes Especiales.** Diferentes solventes basados en las alkanolaminas se han desarrollado recientemente. Algunos como Gas/Spec y solventes para protección de amina son formulaciones de MEA y de DEA con inhibidores de corrosión. Estos permiten el uso de concentraciones substancialmente altas, 30% de MEA y 50% de DEA. Los resultados son reducciones significativas en el ritmo de circulación de amina y en el calor necesario para la regeneración.

---

Las aportaciones más significativas en el mercado de endulzamiento de gas son Gas/Spec y Ucarsol. Algunas de éstas son MDEA basadas en otras aminas, buffers, promotores, inhibidores de corrosión y antiespumantes. Estos aditivos controlan el grado y el índice de las reacciones con el  $H_2S$  y el  $CO_2$ . Los solventes con licencia se usan en ocasiones específicas, como, retiro selectivo de  $H_2S$ , retiro parcial o total de  $CO_2$  con o sin retiro elevado de  $H_2S$ , alta carga de gas ácido, retiro de  $COS$ , etc.

Se ha demostrado que la adición de cantidades relativamente pequeñas de MEA o DEA al MDEA se puede utilizar para controlar la selectividad y el cargamento de gas ácido.

**Mezclas de soluciones.** El Sulfinol es el primero de estos procesos. La solución utiliza el sulfolane como el solvente físico y DIPA o MDEA como la amina. La capacidad de Sulfinol para los gases ácidos aumenta con la presión parcial de los gases ácidos.

La capacidad solvente del Sulfinol es menor que MEA a presiones bajas de  $H_2S$ . Sin embargo, cuando la presión de  $H_2S$ , aumenta, la capacidad del Sulfinol continúa en aumento. Por consiguiente, uno de sus usos importante es el tratamiento de corrientes de gas con alto contenido de gas ácido.

Como la mayoría de los solventes físicos, Sulfinol tiene una afinidad significativa para los hidrocarburos y especialmente para los compuestos aromáticos. Cuando se utiliza MDEA la solución puede quitar selectivamente  $H_2S$  y dejar hasta el 50% del  $CO_2$  en la corriente de gas. Varios solventes similares se han desarrollado recientemente; Ucarsol LE, Flexsorb PS y Optisol. Estas formulaciones son más costosas que las alkanolaminas.

---

---

Los solventes físicos de mezcla de soluciones son la manera más eficaz de remover el COS; La absorción de COS es complicada por hidrólisis reversible para H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. Una cierta absorción se obtiene con DEA, DGA, DIPA y la base MDEA. MEA no debe ser utilizado porque reacciona directamente y es casi irreversible a la forma estable.

**Sistema de absorción.-** Este sistema considera un depurador en la entrada, una torre de contacto y un separador en la salida. El depurador remueve gotas y partículas de hidrocarburos condensados, el agua producida, los inhibidores de corrosión y productos químicos.

Los líquidos arrastrados, comúnmente el agua producida (generalmente salina), deben ser retirados rápidamente por que contaminan la solución de amina y causan problemas tales como, la aparición de espuma, alta corrosión y pérdida de solvente. Los líquidos arrastrados son la fuente más frecuente de contaminación para todos los procesos de endulzamiento.

La mayoría de las torres utilizan charolas para poner en contacto el gas amargo con la solución de amina. Comúnmente 20 charolas tipo válvula son el diseño estándar, al igual que un extractor de niebla en la parte superior. El espaciamiento típico de la charola es de 18 a 24 pulgadas y la distancia entre la charola superior y el extractor de niebla es 3 a 4 pies.

**Sistema de Regeneración.-** El sistema de regeneración consiste en un tanque, un intercambiador de calor, torre regeneradora "Still", reboiler y un enfriador.

La solución de amina absorbe hidrocarburos y gases ácidos en la torre de contacto y posteriormente es enviada al tanque, en donde se establece un tiempo de residencia.

Los tiempos de residencia recomendados son 10-15 minutos para las unidades bifásicas y 24-30 minutos para unidades trifásicas.

El intercambiador de calor precalienta la solución rica de amina reduciendo el trabajo del "reboiler", y además enfría la amina reduciendo el trabajo del enfriador.

El cambio de temperatura para ambas corrientes normalmente es de 70 a 100 °F y las caídas de presión van de 2 a 5 lb/pg<sup>2</sup>.

Como el absorbedor, el Still es una torre formada de 20 bandejas de malla tipo V con 24 pulgadas de separación entre cada bandeja. Las bandejas son diseñadas para manejar un 65 – 75 % de corrientes de líquido.

El condensador de reflujo y el enfriador de la amina es enfriado por aire, se puede agregar a la estructura un ventilador común, la recirculación de aire es recomendable cuando la temperatura ambiente este por debajo de 10 °F. Se recomienda el uso de agua en el enfriador de amina.

El acumulador de reflujo separa el reflujo o agua condensada (saturada) de los gases ácidos. El agua se envía nuevamente al Still y los gases ácidos son enviados a una unidad de recuperación de azufre.

Los reboilers pequeños de amina son calentadores de encendido directo que usan como combustible gas natural a diferencia de los reboilers grandes que usan vapor.

El trabajo del reboiler es:

1. Calentamiento de la solución ácida de amina al punto de ebullición.

2. Calor para romper los enlaces químicos entre la amina y los gases ácidos.
3. Calor para vaporizar el reflujo.
4. Compensar las pérdidas de calor.

**Reclaimer (destilador).**- Las aminas primarias requieren una regeneración adicional y una destilación semi-continua en un reclaimer. Inicialmente el reclaimer es llenado con dos terceras partes de amina delgada y una tercera parte con una base fuerte. El calor destila a la amina, dejando los contaminantes del agua en el reclaimer. La base se agrega cuando es requerida para conservar un pH de 12. La temperatura del reclaimer aumenta cuando los contaminantes se acumulan y la operación es detenida a una temperatura predeterminada (300 °F para MEA) para limitar la degradación termal de la amina.

La soda cáustica retira de la amina las sales formadas con los ácidos fuertes. Otros contaminantes son la degradación de productos MEA y sulfuro de hierro, estos son removidos como un lodo al final de cada ciclo.

**Filtros.**- Son necesarios para los productos de la degradación de la amina, filtros mecánicos, para partículas y de carbono para hidrocarburos pesados. La instalación de ambos filtros en líneas de amina rica y delgada es preferido pero resulta más costoso. Un filtro mecánico en la línea de amina rica después del tanque previene que se tape el intercambiador de calor y el Still. Incluso un filtro de carbono reduce la tendencia de espuma en el Still, pero éste adsorbe hidrocarburos que podrían ser removidos en el Still. El filtro de carbono es regularmente instalado en la línea delgada antes del enfriador para mejorar la calidad de la amina alimentada a la corriente

---

Los filtros de partícula y de carbono son más efectivos cuando son instalados en la corriente de amina rica. Pero, es más difícil y más arriesgado cambiar cartuchos y carbono cuando la amina contiene una alta carga de  $H_2S$ . Se recomienda instalar ambos sistemas.

**Bombas.** El propulsor de amina y la bomba de reflujo son centrífugas, preferentemente en línea u horizontal.

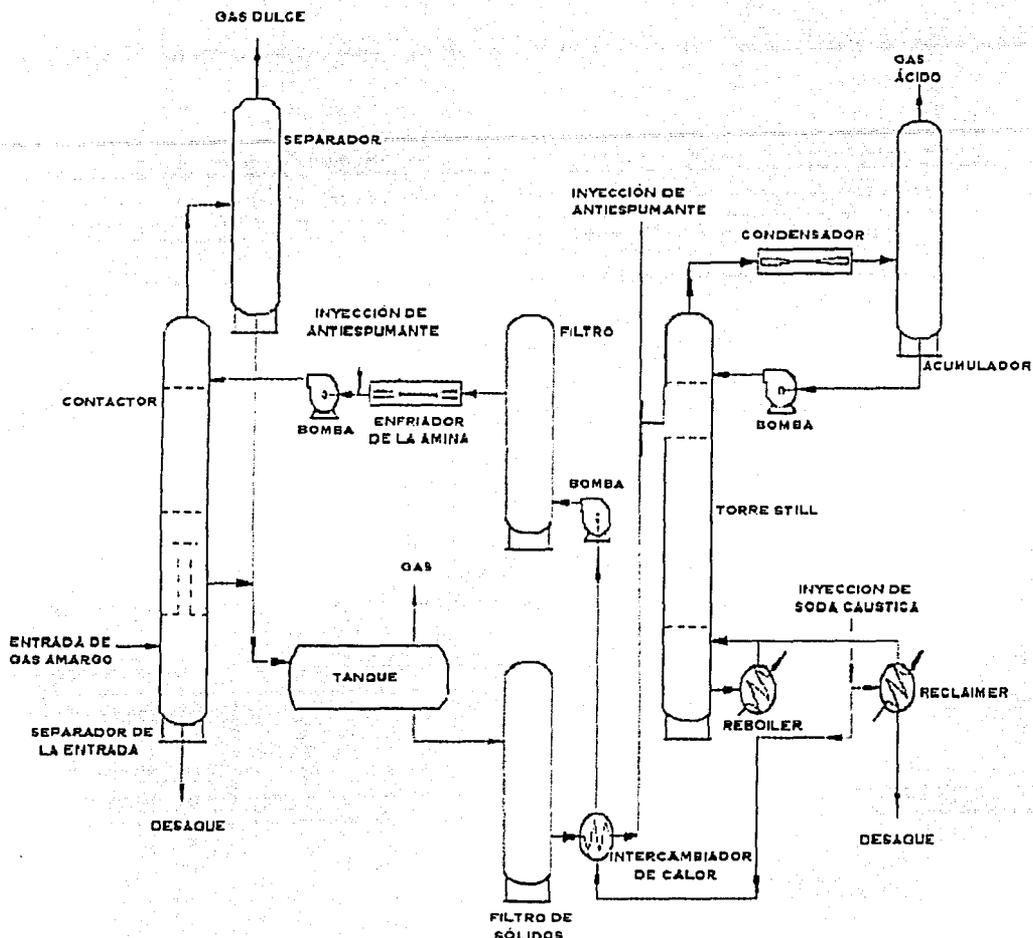
La selección de la bomba depende de la presión del contactor y del ritmo de circulación de la amina. Se utilizan las bombas reciprocantes, pero en el caso de bajas presiones ( $100 \text{ lb/pg}^2$ ) bombas centrífugas son usadas, para altas presiones ( $700 \text{ lb/pg}^2$ ) o altos ritmo de circulación ( $300 \text{ gpm}$ ), se emplean bombas centrífugas multietapas horizontales.

En el proceso de solución de amina cabe hacer mención de un factor importante como es la pérdida de solución, esto ocurre debido a dos causas principales, aquellas que son una parte integral del proceso y aquellas que es debido a goteras, derrames y descuidos. Desafortunadamente, lo último es la causa principal en la que se genera más pérdida. Estas pérdidas pueden ser considerables, especialmente cuando la solución de amina tiene que ser reemplazada.

### **Diagrama del proceso**

En la figura IV.5 se muestra el arreglo del equipo necesario para el proceso de amina. Hay dos partes básicas: un contactor para los procesos de gas a alta presión y un separador, el tamaño depende del ritmo de flujo y la presión de la corriente del gas, el sistema de regeneración a baja presión se clasifica según el ritmo de circulación de la amina.

---



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA IV.5 PROCESO DE AMINA

---

El diagrama de la amina se puede modificar para mejorar su funcionamiento, generalmente para un propósito o un uso específico. Entrar en contacto con el gas amargo sucesivamente con MDEA es aprovechar el hecho que la reacción del bisulfuro es rápida y controlada por el ritmo en que el  $H_2S$  se disuelve en la solución. En la figura IV.5 se muestra el diagrama básico del proceso de amina.

La corriente de gas amargo entra por la parte inferior de la torre del contactor y reacciona al entrar en contacto con la amina que es introducida a la torre por la parte superior, el gas endulzado es desalojado por la zona superior a un separador. La solución enriquecida es retirada por la zona media de la torre y enviada a un tanque de separación, posteriormente la solución llega al intercambiador de calor después de pasar por un filtro de sólidos, en el intercambiador de calor la solución es precalentada y enviada a la torre still, los gases ácidos son separados de la solución enriquecida por medio de calor en el reboiler, en caso de tratarse de una solución de amina primaria se empleará un reclaimer para la regeneración adicional requerida, la solución regenerada es nuevamente enviada al intercambiador de calor donde es pre-enfriada antes de llegar al enfriador de amina y nuevamente bombeada a la torre del contactor. El gas ácido que es separado en la regeneración es enviado a la torre Still para ser retirado por la parte superior y conducirlo al condensador de reflujo, para posteriormente ser enviado al acumulador de reflujo en donde la fase gaseosa es desalojada por la parte superior y los líquidos por la inferior.

## PROCESOS ESPECIALES

Los procesos de solventes físicos, soluciones calientes de carbonato de potasio, adsorción y membranas poseen propiedades únicas y ofrecen ventajas

---

sustanciales regularmente para situaciones especiales con requerimientos específicos, por lo que es importante describir cada uno de ellos, sus ventajas son:

1. Reducción en el tamaño del equipo y costo.
2. Manejo de altas cargas de gas ácido.
3. Regeneración sin calor.
4. Reducción en los requerimientos de calor.
5. Eliminación de las emisiones de  $H_2S$ .
6. Capacidad para manejar altos contenidos de  $CO_2$  en corrientes de gas.
7. Deshidratación simultánea del gas.

Sus desventajas son:

1. Diseños más complejos, limitados para aplicaciones específicas. Altos costos ingenieriles.
2. Algunos solventes físicos absorben cantidades significativas de hidrocarburos pesados. Estas son regularmente pérdidas.
3. Algunos solventes físicos muy caros y muy corrosivos.
4. Varios procesos necesitan de licencia.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

---

---

## 5. Los separadores con membranas son muy caros.

### Solventes Físicos

Estos son líquidos orgánicos que absorben  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  a alta presión y baja temperatura.

Los solventes físicos deben ser de baja fusión, baja viscosidad, químicamente estables, no tóxico, no corrosivo y selectivo para los contaminantes del gas. En la siguiente descripción de los procesos, el Selexol es el primero en usarse para el gas natural.

**Selexol.-** El Selexol es usado ampliamente para la remoción de  $\text{CO}_2$  y recientemente para la remoción simultánea de  $\text{H}_2\text{S}$ . Es una mezcla de éteres dimetiles de glicol de polietileno, no es tóxico, es de alta ebullición, puede ser usado en equipos de acero carbónico y es un excelente solvente de gases ácidos, hidrocarburos pesados y aromáticos.

Existen diversas variaciones del proceso, la figura IV.6 muestra el proceso básico, el cual es muy eficaz para la remoción del  $\text{CO}_2$ , además de regenerar el solvente físico.

El gas de la entrada es mezclado con el solvente de la torre del contactor, posteriormente es enfriado y separado antes de entrar al contactor. Después del separador hay cuatro separaciones:

El primer flash está a alta presión, donde es recuperado el metano; el segundo flash está a una presión intermedia donde el  $\text{CO}_2$  es liberado a una presión elevada; el tercer flash está a una presión atmosférica y el cuarto está al vacío.

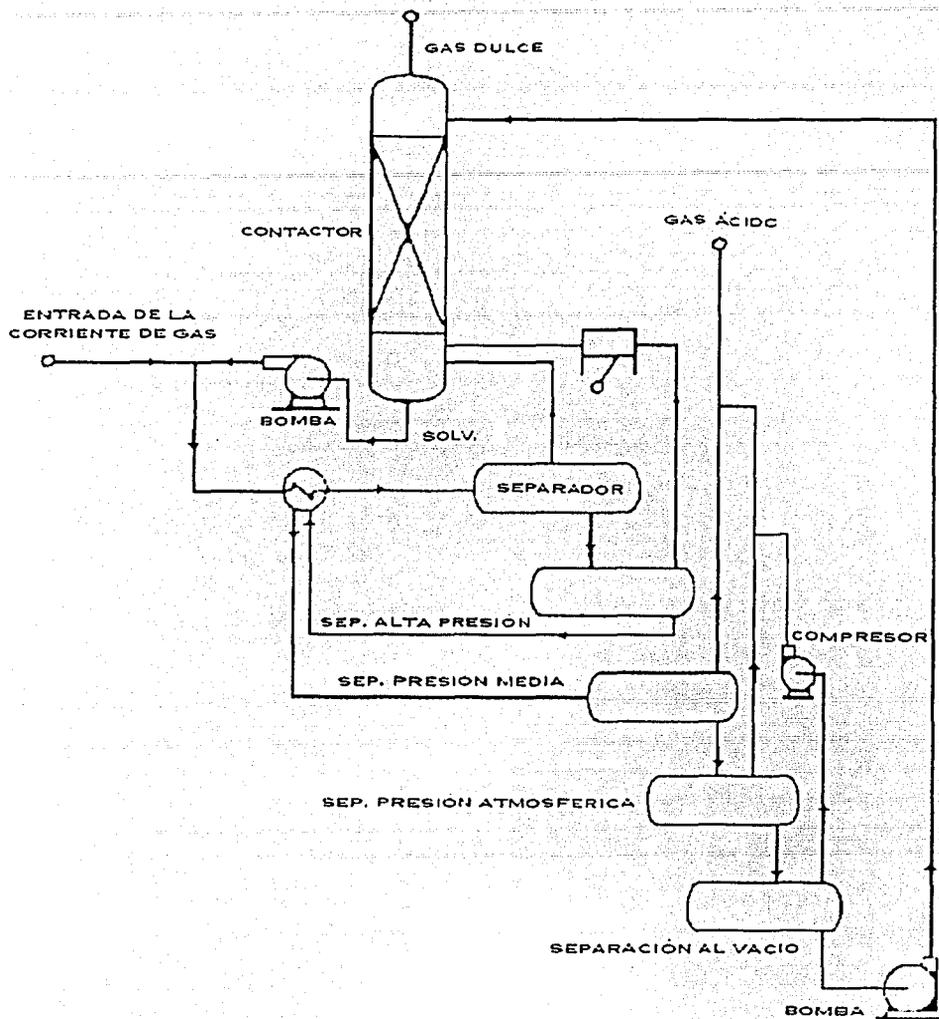


FIGURA IV.6 ESQUEMA DEL PROCESO SELEXOL

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Dos de estas separaciones no son esenciales pero mejoran la economía significativamente.

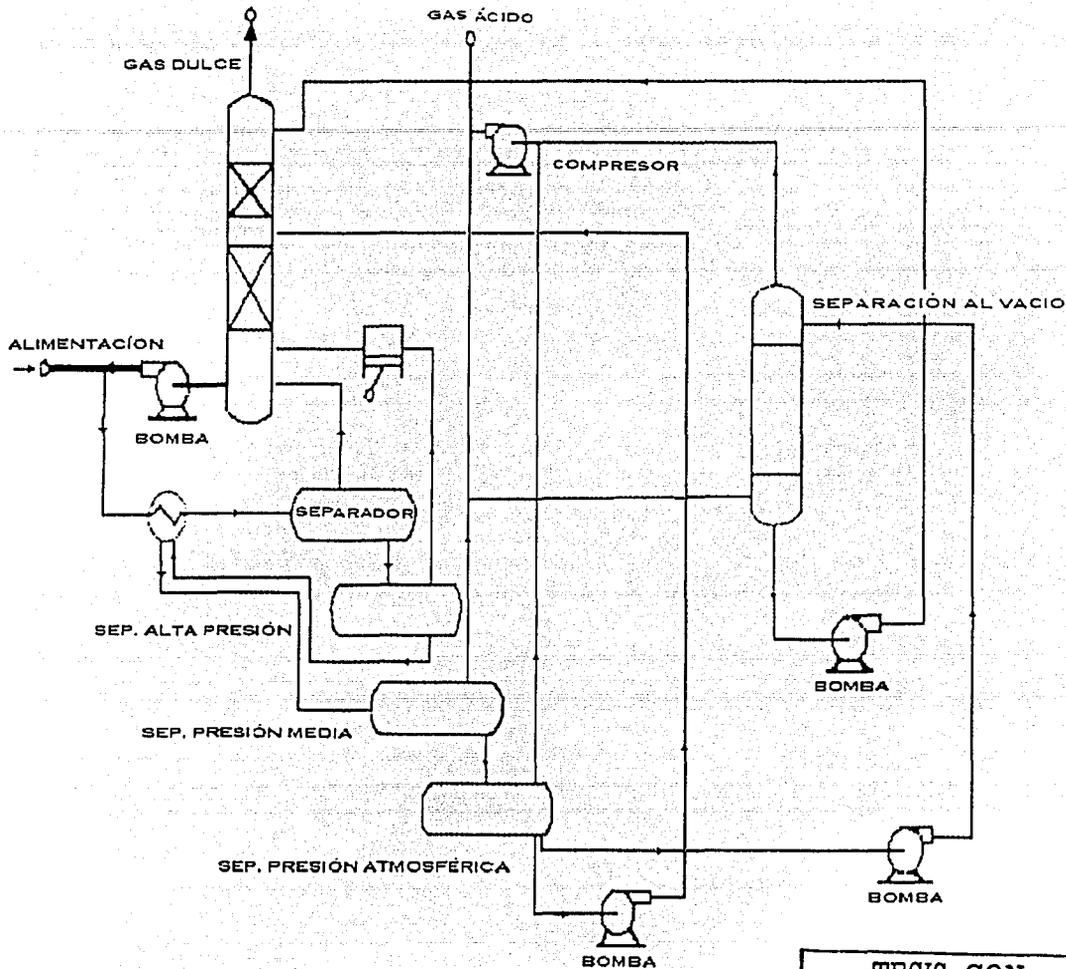
La eliminación y la expansión simultánea de  $\text{CO}_2$  produce un enfriamiento significativo. Un 30% de  $\text{CO}_2$  contenido en el gas alimentado a  $1000 \text{ lb/pg}^2$  usualmente provee enfriamiento suficiente para desplazar el calor por bombeo, por compresión, por presión, por radiación solar y por diferencia de temperatura de la alimentación y del producto.

Otra variación es el proceso "split cycle" el cual es efectivo en la eliminación del  $\text{H}_2\text{S}$  ( figura IV.7), debido a que el Selexol absorbe  $\text{H}_2\text{S}$  preferentemente, el solvente regenerado puede producir  $0.25 \text{ gr de H}_2\text{S}/100 \text{ pie}^3$  una vez que el  $\text{CO}_2$  ha sido removido.

En el proceso split – cycle, el Selexol regenerado pasa a través de la sección baja de la torre absorbente, el gas que queda en la sección baja de la torre contiene menos del 1% de  $\text{CO}_2$ . Una pequeña parte de la corriente de Selexol entonces puede ser usado en la sección superior del contactor para eliminar el  $\text{H}_2\text{S}$ . Este arreglo ofrece una regeneración sin calor, una ventaja para plataformas marítimas.

**Rectisol.-** Es metanol el solvente Rectisol y su alta volatilidad requiere que el contactor se encuentre a muy bajas temperaturas (0 a  $-70 \text{ }^\circ\text{F}$ ). Estos límites son usados para el tratamiento del gas en Europa.

**Purisol.-** El solvente Purisol es n-metil-2- pirlidon también conocido como NMP o M pirol. Este es un excelente solvente de  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ , RSH, hidrocarburos y desafortunadamente también de varios elastómeros. Su punto de ebullición es de  $396 \text{ }^\circ\text{F}$ , además de ser un mal aditivo para soluciones de alkanolaminas.



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA IV.7 PROCESO SPLIT CYCLE DE SELEXOL

---

La figura IV.8 muestra un diagrama típico del proceso. La regeneración se lleva a dos etapas a presión atmosférica, strip gas, reflujo con calor o una combinación de estos.

**Solvente Fluor.-** Este proceso usa carbonato de propileno para remover el  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $COS$  y  $RSH$  de la corriente de gas natural. Todos los componentes pueden ser reducidos a 4 ppm o menos. Sin embargo su mejor uso a sido como alternativa del Selexol para la remoción del  $CO_2$ .

La figura IV.9 muestra el diagrama típico del proceso. La regeneración consta de dos etapas de separación. La primera separación contiene más hidrocarburos que son comprimidos y separados. La segunda etapa maneja la expansión de la turbina. El solvente antes de la temperatura ambiente reduce el ritmo de circulación y el tamaño del equipo.

**Comparación.-** El Purisol tiene gran afinidad por los gases ácidos y es considerado el más selectivo, sin embargo es el más volátil. El Selexol es más selectivo que el Solvente Fluor pero este disuelve más propano.

### **Soluciones calientes de Carbonato de Potasio**

Estos procesos (Hot Pot, Catacarb, Benfield y Giammarco Vetrocoke) usan soluciones inorgánicas acuosas que contienen de 25 a 35 % en peso de  $K_2CO_3$ , desafortunadamente tienen problemas ambientales debido a la catálisis del arsénico.

La figura IV.10 muestra un diagrama básico del proceso. La solución entra por la parte superior del absorbedor y reacciona con la corriente de gas, depositando la

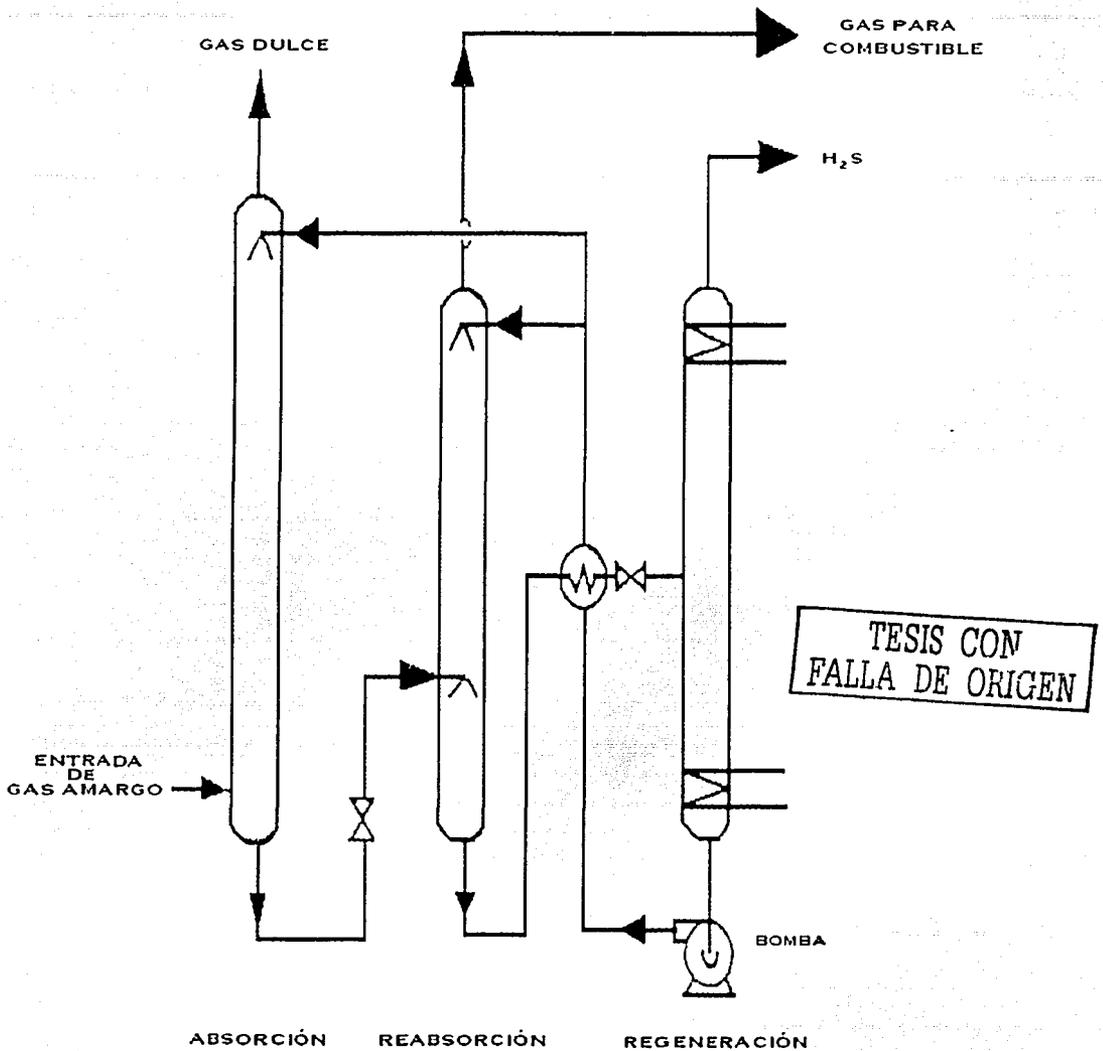
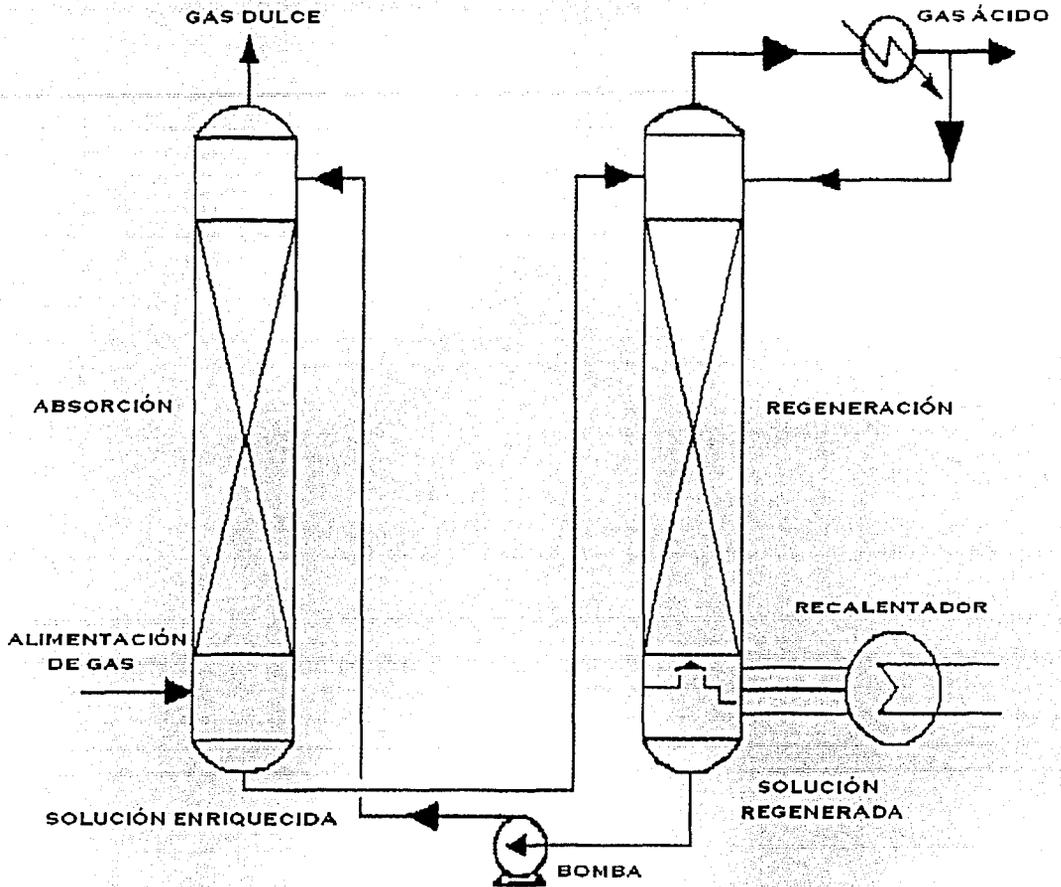


FIGURA IV.8 DIAGRAMA DEL PROCESO PLURISOL





TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA IV.10 PROCESO SOLUCIÓN CALIENTE DE CARBONATO DE POTASIO

solución rica en la parte inferior y el gas endulzado es desalojado por la parte superior del contactor. La solución rica pasa a la torre de regeneración donde es expuesta a altas temperaturas para separar el gas ácido de la solución y posteriormente enviar la solución regenerada de nuevo al contactor.

Las características sobresalientes de estos procesos son:

1. Las reacciones químicas son específicas para  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  y a la temperatura del contactor la solubilidad de otros gases es insignificante.
2. El calor de las reacciones que absorben al  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  son aproximadamente la mitad del necesitado para el proceso de alkanolaminas y esto reduce los requerimientos de calor para la regeneración.
3. Recolección de gas ácido de 4 a 8 pie<sup>3</sup>/gal son factibles.

### **Procesos de Adsorción**

Adsorción es el proceso en el cual moléculas de gas o líquido son retenidas sobre la superficie de sólidos. Esta retención puede ser una reacción química, condensación capilar, fuerzas intermoleculares o una combinación de estas. Una mejor aplicación es la deshidratación del gas natural, especialmente como el primer paso en la criogénica para la recuperación de líquidos del gas natural.

Los tamices moleculares de zeolita son los adsorbentes más adecuados para  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ , RSH, etc. Estos no son tóxicos, no corrosivos y disponible en tamaños de poro de un rango de 3 a 10 amgstroms. Los más pequeños adsorben  $\text{H}_2\text{S}$  pero son muy pequeños para los mercaptanos más pesados y los más grandes son usados para remover el total de azufre.

Los tamices moleculares adsorben solo moléculas polares. Entre los contaminantes comunes en el gas natural, el  $H_2O$  es el más adsorbido seguido por los mercaptanos,  $H_2S$  y  $CO_2$  en ese orden. Debido a que los componentes con una fuerte afinidad por adsorción desplazarán menos componentes.

La cama cuenta con diferentes zonas de adsorción para los diferentes contaminantes que son adsorbidos y desplazados. El agua ocupa la primera posición en la entrada seguido por el  $RSH$ ,  $H_2S$  y  $CO_2$ . Durante la operación estas zonas progresan hacia la salida y cuando el principal contaminante llegue al final la cama debe ser regenerada. Las instalaciones comerciales requieren por lo menos dos camas para que una este siempre en línea mientras que la otra está siendo regenerada.

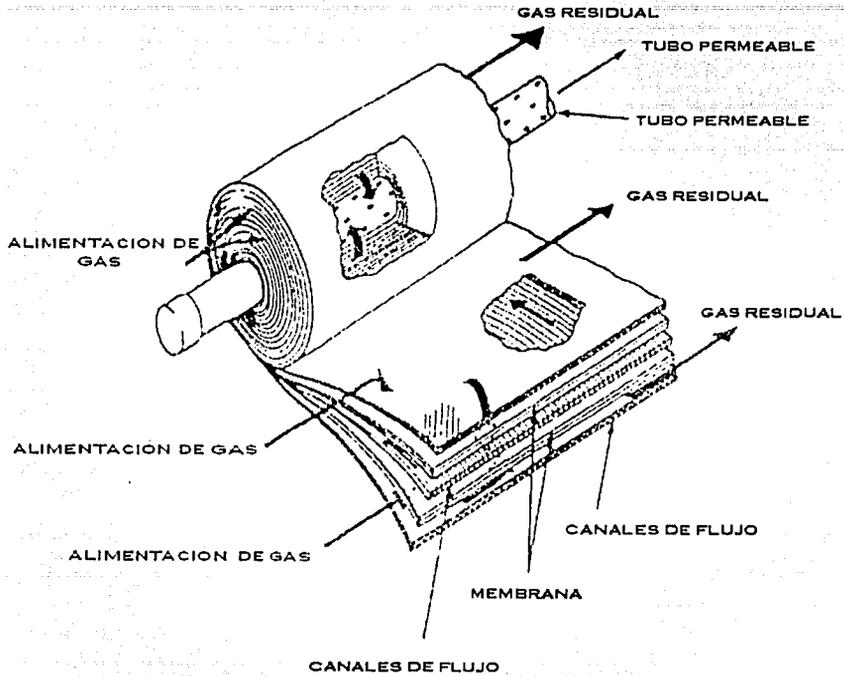
### **Membranas**

La separación por membranas es el desarrollo más reciente y su uso está creciendo. Aunque su mayor uso ha sido para la separación de  $H_2$  de  $NH_3$  y refinación de gases, la separación de  $CO_2$  es significativa.

#### **Separación de los elementos del gas.**

La separación ocurre en una base molecular, por consiguiente debe usarse películas delgadas sin poros. Las membranas consisten de una película de polímeros ultra delgada en la cima de una capa delgada porosa. Dependiendo del diseño, la capa controla la proporción de la filtración de la película compuesta.

Hay una configuración básica llamada spiral-wound. La figura IV.11 ilustra la construcción de un separador spiral-wound. Éste consiste de capas sucesivas de



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA IV.11 SEPARACIÓN DE MEMBRANA

canales de flujo de gas, separación de membrana, canales de flujo y separación de membrana wound alrededor de un tubo permeable. El paquete es ajustado dentro de un contenedor cilíndrico a presión para formar un elemento el cual es típicamente es de 4 a 8 pulgadas de diámetro y de 4 a 5 pies de longitud. Los elementos se combinados en paralelo y/o en serie para formar el paquete del separador.

Las membranas separan los gases por la diferencia de ritmos en los cuales se difunden a través de la película.

---

---

## CAPÍTULO V

### DESHIDRATACIÓN DEL GAS

Es el término usado, que describe un proceso para la extracción de la humedad de un gas. Cuando se presenta en forma de vapor o condensado es un contaminante, pues al condensarse tiende a la fase líquida y esto ocurrirá en el flujo del gas natural en forma de partículas diminutas o microscópicas. Éstas se presentan algunas veces en forma de aerosol. El agua libre generalmente se presenta de la manera mencionada, las partículas líquidas son tan fragmentadas y pequeñas que debido a la velocidad se mueven suspendidas en el flujo del gas, el agua en esta fase no debe confundirse con el vapor tal que está presente en estado gaseoso y en consecuencia el vapor de gas es el resultado de las condiciones de equilibrio entre la presión y la temperatura que actúan sobre ésta que se encuentra en el flujo del gas natural.

En la cabeza del pozo, los fluidos producidos del yacimiento casi invariablemente contienen agua, las principales razones para deshidratar el gas son:

1. El gas natural puede combinarse con líquidos o agua libre para formar hidratos sólidos que pueden tapar válvulas, equipos o incluso tuberías.
2. Si el agua producida no es separada, el gas natural es corrosivo especialmente cuando el  $\text{CO}_2$  y/o el  $\text{H}_2\text{S}$  están también presentes.
3. El agua puede condensarse en la tubería causando erosión y corrosión.

4. El vapor de agua incrementa el volumen de la corriente de gas y disminuye el valor calorífico del gas.
  
5. Los contratos de venta de gas y/o especificaciones de las tuberías tiene un contenido de agua máximo o punto de rocío (7lb de H<sub>2</sub>O por MMpie<sup>3</sup>)

## MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN

El gas natural puede ser deshidratado por varios procesos, líquidos desecantes (glicoles), sólidos desecantes (alumina, gel de sílice, tamices moleculares), cloruro de calcio y expansión por refrigeración.

En el estado líquido, las moléculas de agua están altamente asociadas por la unión del hidrógeno. El hydroxyl y los grupos de éter con los glicoles forman asociaciones similares con las moléculas de agua, esta unión del hidrógeno en fase líquida explica por que los glicoles tienen una gran afinidad por el agua.

Los sólidos desecantes se caracterizan por tener una estructura interna porosa, que contiene una gran área interna. La presión parcial del vapor de agua sobre una superficie cóncava es mucho menor que sobre una superficie plana, de tal forma que los sólidos desecantes exhiben una mayor afinidad por el agua.

Los procesos de expansión por refrigeración son conocidos también como unidades de separación a baja temperatura. Por ejemplo el separador LTS con glicol de etileno, o el separador LTX sin inhibidores, o unidades de fondo caliente (HBU). Éstos emplean el efecto de Joule – Thomson para secar el gas y recuperar los líquidos del gas natural.

---

---

Por lo tanto, la expansión por refrigeración, con o sin inhibidores de hidratos es comúnmente usado cuando el objetivo principal es la recuperación de hidrocarburos.

El anhídrido de cloruro de calcio absorbe 1 lb de  $H_2O$  por lb de  $CaCl_2$  antes de formar salmuera. La dilución de la salmuera incrementa la capacidad a 3.5 lb de  $H_2O$  por lb de  $CaCl_2$ , la salmuera no es útil y el abatimiento del punto de rocío se encuentra en el rango de 50 – 80 °F. El cloruro de calcio es el más adecuado para modestos abatimientos del punto de rocío de pequeños volúmenes de gas en remotas localidades.

Usualmente el método de deshidratación a escoger esta entre el glicol y los sólidos desecantes. La deshidratación por glicol posee las siguientes ventajas sobre los sólidos desecantes :

1. Bajos costos de instalación.
2. Bajas caídas de presión.
3. Las unidades de glicol requieren menos calor para la regeneración por libra de agua removida, de esta manera los costos de utilidad son menores.
4. Los sistemas de glicol pueden operar en presencia de materiales.
5. Las unidades de glicol pueden deshidratar el gas natural a 0.5 lb de  $H_2O$  / MMpie<sup>3</sup>.

---

Sin embargo la deshidratación por glicol tiene las siguientes desventajas:

1. El glicol es susceptible a contaminarse.
2. El glicol es corrosivo cuando está contaminado o en descomposición.
3. Puntos de rocío menores a  $-25^{\circ}\text{F}$  requieren el retiro del gas.

Las ventajas de los sólidos desecantes son:

1. Puntos de rocío tan bajos como  $-150^{\circ}\text{F}$  (1 ppm de  $\text{H}_2\text{O}$  son obtenibles).
2. Éstos son menos afectados por pequeños cambios en la presión del gas, temperatura o ritmos de flujo.
3. Éstos son menos susceptibles a la corrosión o a la formación de espuma.

Las desventajas de los sólidos desecantes son:

1. Altos costos de capital y altas caídas de presión.
2. Deterioro de los desecantes por hidrocarburos pesados,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ , etc.
3. Rompimiento mecánico de las partículas desecantes.
4. Altos requerimientos de espacio y peso.
5. Altos requerimientos de calor para la regeneración y altos costos de utilidad.

## GLICOLES

Cuatro glicoles han sido exitosamente usados para la deshidratación del gas natural: glicol etileno (EG), glicol dietileno (DEG), glicol trietileno (TEG) y glicol tetraetileno (TREG). De los cuatro glicoles mencionados, el TEG es el de mayor aceptación debido a:

1. TEG es más fácilmente regenerado para una concentración de 98–99.5 % a condiciones atmosféricas debido a su alto punto de ebullición y temperatura de descomposición.
2. TEG tiene una temperatura de descomposición teórica inicial de 404 °F, mientras que el glicol dietileno es de solo 328 °F.
3. Las pérdidas por vaporización son más bajas que EG o DEG.
4. El capital y los costos de operación son más bajos.
5. TEG no es demasiado viscoso a los 70 °F.

Por más de cuarenta años el gas natural ha sido deshidratado usando TEG. La deshidratación se describe a continuación.

## DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La deshidratación del gas natural por TEG es el primero en esbozar los patrones de flujo del gas natural y el glicol. Los componentes de la unidad típica TEG se

---

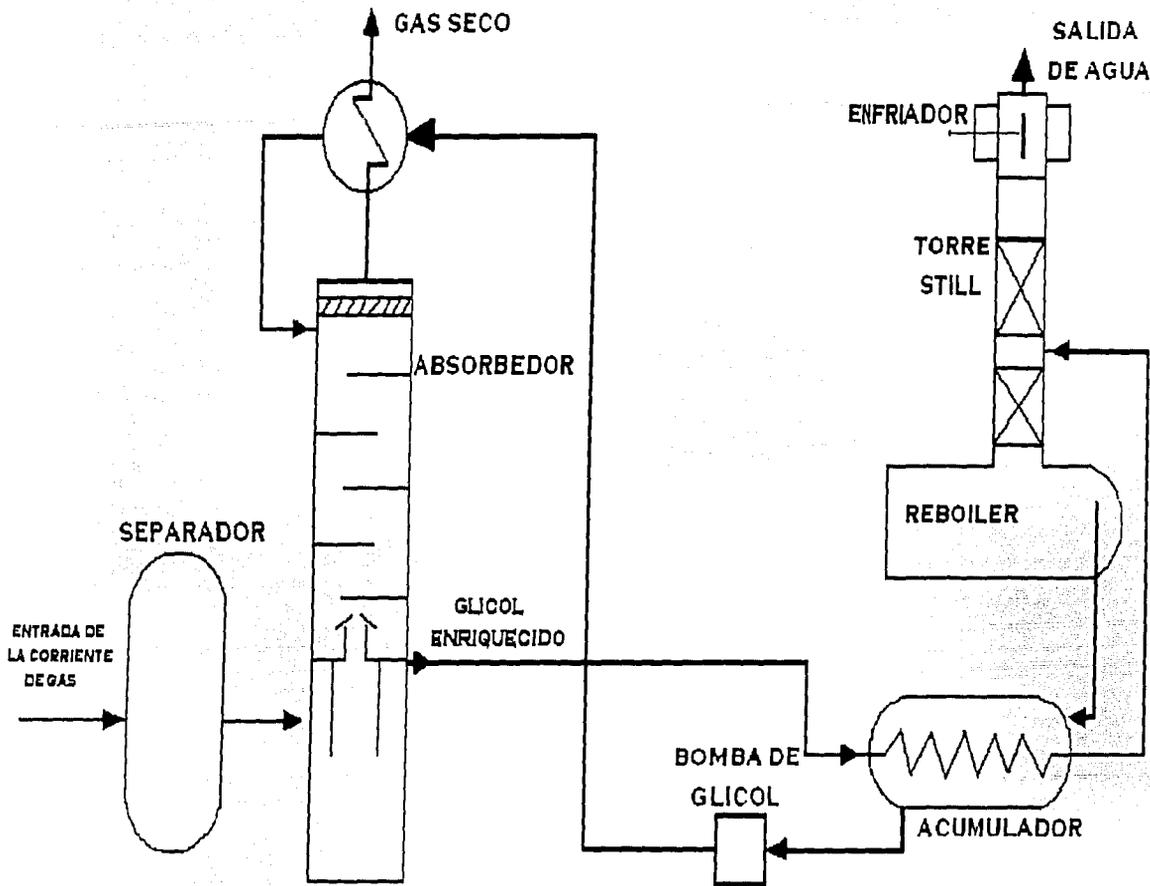
describen en la figura V.1, primero el flujo de gas natural húmedo pasa a través de un separador para remover todos los líquidos e impurezas sólidas. Posteriormente el flujo de gas entra y se dirige a la parte superior del contactor, donde es puesto en contacto con el glicol resultando el secado del gas. Finalmente el gas secado pasa a través de un intercambiador de calor para después enviarse a una línea de venta.

El glicol entra por la parte superior del contactor donde fluye hacia la parte inferior de bandeja en bandeja absorbiendo el agua de la corriente de gas natural. El glicol enriquecido abandona el absorbedor por la parte inferior y fluye a través de una espiral en el acumulador donde es precalentado por glicol caliente. Después del intercambiador de calor, el glicol enriquecido entra a la columna de separación y fluye hacia abajo a la sección de la cama que se encuentra dentro del reboiler. La corriente generada en el reboiler del agua retirada del glicol líquido, es despojada por la parte superior.

La corriente de glicol caliente reconcentrado sale del reboiler y es enviada al acumulador y es enfriada por el intercambiador de calor con glicol enriquecido. Finalmente el glicol fluye a través del intercambiador de calor y es bombeado de regreso al contactor por la parte superior del mismo.

Aproximadamente la mitad de los problemas de deshidratación del gas natural son debido a la inadecuada separación del gas en la entrada. Cinco de los principales contaminantes que afectan el desempeño del TEG son:

1. El agua libre o arrastre.- Esta agua incrementa la recirculación del glicol, demanda más calor al reboiler, y los costos del combustible. Si la unidad continúa sobrecargada, el glicol puede ser arrastrado del contactor.



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA V.1 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN CON TEG

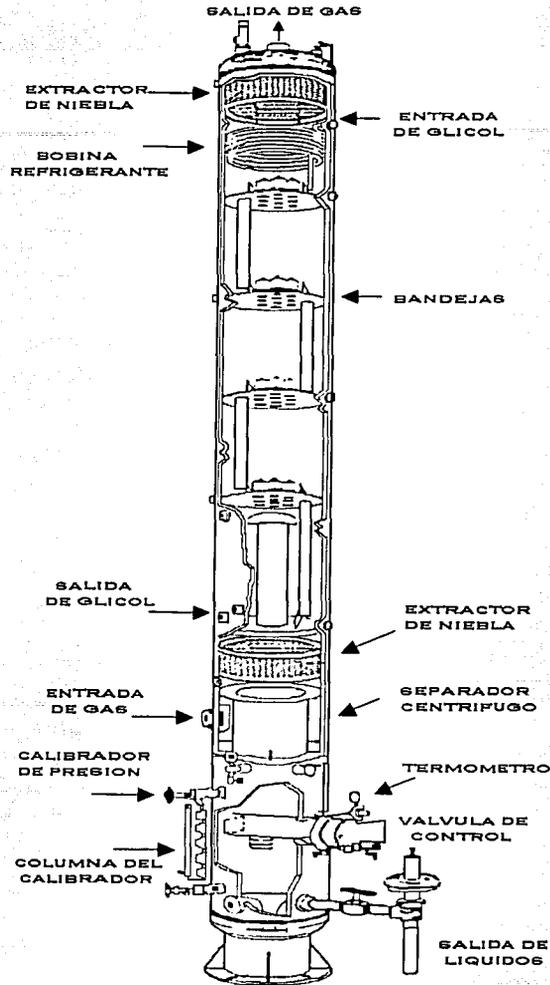
2. Aceites o hidrocarburos.- La disolución del aceite (aromáticos o asfáltenos) reduce la capacidad de secado del glicol, y con el agua tiende a formar espuma. El aceite no disuelto puede tapar las bandejas del absorbedor.
3. Arrastre de salmuera.- Estas sales disueltas en glicol son corrosivas para el acero y pueden depositarse sobre las tuberías de calentamiento del reboiler.
4. Los aditivos en el fondo del pozo tales como inhibidores de corrosión, ácidos y fluidos de fracturamiento: provocan espuma, corrosión y depositación en las tuberías.
5. Sólidos.- Los sólidos promueven la formación de espuma, corrosión en las válvulas y bombas, y eventualmente tapa las bandejas del absorbedor.

La completa separación del gas húmedo entrante es absolutamente esencial para el correcto funcionamiento.

### **Absorbedor**

En la figura V.2 es mostrado el absorbedor, que consiste de un separador en el fondo, de una sección de secado en la parte media y un enfriador de glicol en la parte superior del extractor de niebla.

El gas natural húmedo entra tangencialmente en el separador integrado y pasa a través del extractor de niebla que remueve más del líquido remanente. Las dos etapas de separación y el extractor de niebla minimizan la contaminación del glicol y previenen el agua libre de la unidad.



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

FIGURA V.2 TORRE DE ABSORCIÓN CON SEPARADOR INTEGRADO

En la sección de secado, el flujo de gas que asciende entra en contacto con la solución de glicol que desciende.

Los ritmos de circulación TEG varían de 1.5 a 4 gal de TEG por lb agua removida. Unidades pequeñas con 4 – 6 bandejas son operadas regularmente a 3 gal de TEG por lb de agua. En unidades grandes de 8 o más bandejas, los ritmos de circulación de TEG son reducidos a 2 gal por lb de agua removida con una reducción simultánea en la operación del reboiler.

Un extractor de niebla en la parte superior del absorbedor reduce la cantidad de glicol líquido arrastrado a menos de 1 lb por MMpie<sup>3</sup>.

### **Tanque de separación**

Un separador de dos fases con un tiempo de retención de líquido de 10 a 15 min. previene el exceso de hidrocarburos gaseosos los cuales de entrar a la torre de separación provocan pérdida de glicol. Un separador de tres fases con un tiempo de retención de líquido de 20 a 30 min. es preferido debido a que la gravedad del gas es alta y el glicol absorbe cantidades significativas de hidrocarburos pesados. El aceite removido es desalojado, el glicol enriquecido puede ser precalentado en el intercambiador después de la separación. El calor reduce la viscosidad y acelera la separación glicol-líquido-hidrocarburos. El aumento de temperatura incrementa la solubilidad de los hidrocarburos líquidos en el glicol.

La presión en el separador debe ser la suficiente para permitir la salida de la corriente de glicol a través del equipo y el intercambiador de calor.

## **Bomba de glicol**

La bomba de recirculación de glicol, regresa el glicol regenerado al contactor. Tres tipos son usadas:

1. Bomba para alta presión de gas
2. Bomba para alta presión de líquido
3. Bomba de motor eléctrico.

En unidades grandes una bomba con motor eléctrico, montada horizontalmente, de múltiples cilindros de desplazamiento positivo es preferida, y debe ser usada una bomba auxiliar para alta presión de líquidos.

Para unidades pequeñas y en lugares remotos es seleccionada una bomba para alta presión de líquido o manejo de gas. El glicol enriquecido es tomado desde el fondo de la columna de bandejas del absorbedor y es usado para suplir parte del poder para esta acción de bombeo.

## **Intercambiador de calor**

El intercambiador de calor toma el calor de la corriente de glicol regenerado que es regresado al absorbedor y éste es transmitido a la corriente de glicol enriquecido para ser enviado a la torre Still, esto genera un ahorro de energía.

### **Torre Still**

En unidades pequeñas, la torre Still es montada regularmente en la parte superior del reboiler. La torre Still contiene una sección de separación usualmente llenada con 4–8 pie de empaque cerámico. En unidades grandes las bandejas son regularmente usadas. El agua en la corriente enriquecida de glicol abandona el Still en forma de vapor. El enfriador colocado en la parte superior del Still condensa parte de la corriente de vapor que es desalojado, para proveer reflujo para la torre Still.

### **Reboiler**

El reboiler provee el calor necesario para llevar a cabo la separación del agua y el glicol. Son regularmente usados los calentadores a flama directa, pero éstos constituyen un peligro. En algunos lugares tales como en instalaciones costa fuera, el calentamiento indirecto con aceite o vapor es requerido.

El TEG no sufre una descomposición termal si la temperatura del glicol en el reboiler se mantiene debajo de 400 °F y la temperatura máxima de la tubería no excede los 430 °F.

## **PROCESO DE OPERACIÓN**

Una unidad TEG diseñada correctamente y operada apropiadamente deshidratará el gas natural con menores dificultades y requerirá un mantenimiento mínimo. La tabla V.1 muestra la temperatura de operación recomendada.

UBICACIÓN	RANGO DE TEMPERATURAS (°F)
Entrada de gas	80 - 100
Glicol dentro del	105 – 115
Glicol dentro del separador	100 - 150 ( preferencia 150 )
Glicol dentro del filtro	100 – 150 ( preferencia 150 )
Glicol dentro de la torre	300 – 350
Parte superior de la torre	210
Reboiler	380 - 400 ( preferencia 380 )
Entrada de TEG a la bomba	<200 ( preferencia 180 )

**TABLA V.1 TEMPERATURAS RECOMENDADAS PARA LA OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE GLICOL**

La facilidad potencial de la operación lleva a menudo a la unidad de glicol a ser virtualmente ignorada. Miles de dólares pueden perderse anualmente debido a la alta pérdida de glicol, ritmos excesivos de recirculación de TEG, operación inapropiada de las bombas, consumo innecesario de energía y excesivo reemplazamiento de equipo. Los procedimientos de operación son ahora recomendados bajo los siguientes tópicos: absorbedor, reconcentrador, cuidado del glicol, bombas y mantenimiento preventivo.

### **Absorbedor**

La eficiente operación del absorbedor depende del ritmo de flujo del gas en la entrada, temperatura, presión, la concentración de glicol y ritmo de circulación. Los efectos de estas variables se resumen a continuación.

**Ritmo de flujo de gas en la entrada.-** La carga (lb de agua a ser removida / hr) varía directamente con el ritmo de flujo de gas alimentado. Normalmente las bandejas son operadas en un régimen de rocío estricto de glicol líquido cuya cantidad es pequeña a comparación del ritmo de flujo de gas. Al incrementar el ritmo de flujo en la corriente de gas se puede romper esta delicada condición de la zona invadida por gotas pequeñas de glicol y puede afectar el funcionamiento del absorbedor. El ritmo de circulación de glicol debe ajustarse a las variaciones del ritmo de flujo del gas alimentado.

**Presión y Temperatura del gas en la entrada.-** Puede asumirse que el gas a la entrada del absorbedor entra saturado con vapor de agua; por consiguiente, este contenido de agua es recogido por el glicol dependiendo de la presión y temperatura en la entrada. Un incremento de la temperatura en la entrada

del gas o un decremento de la presión en la entrada del gas aumenta la carga en la unidad. Cambios repentinos en la presión y temperatura pueden afectar el flujo de glicol en el absorbedor.

**Temperatura del TEG y concentración.-** La habilidad de secado del TEG está limitado por el equilibrio vapor – líquido (EVL) de agua entre la fase gas y la fase líquida del TEG. Tradicionalmente, los datos del equilibrio vapor-líquido son presentados en un esquema del punto de rocío del agua del gas natural vs la temperatura de contacto y el agua contenida en el TEG líquido.

**Ritmo de circulación del glicol.-** El agua removida por el glicol aumenta con: el incremento de concentración de glicol, la disminución de la temperatura del glicol, los altos ritmos de circulación y el número de bandejas del absorbedor. Un ritmo de circulación de 3 gal por lb de agua removida es conservadora y fue comúnmente usada en el pasado. Sin embargo las recientes prácticas de ahorro de energía han bajado la circulación a 2 gal por lb de agua removida.

**Temperatura de deshidratación.-** El TEG puede deshidratar al gas natural operando a temperaturas de 50 a 130 °F, el rango de temperaturas preferido es de 80 a 100 °F. Por debajo de 70 °F el glicol se vuelve viscoso. Esto reduce la eficiencia de secado, promueve la formación de espuma e incrementa la pérdida de glicol. Por debajo de 50 °F la disminución en la eficiencia de deshidratación es muy pronunciada. Sobre los 110 °F la entrada de gas contiene demasiada agua, y la habilidad de secado del glicol disminuye.

La temperatura del glicol en la entrada debe ser de 5 a 15 °F más alta que la temperatura del gas en la entrada. Si el glicol entra más frío que el gas, el resultado es una condensación de hidrocarburos formando espuma.

## Reconcentrador

El grado de reconcentración del glicol depende principalmente de la temperatura del reboiler, la reconcentración adicional es rápidamente obtenida para su uso en la separación de gas. Las pérdidas de glicol en la parte superior de la torre still pueden ser minimizadas controlando la temperatura. Los efectos de estas variables son:

**Temperatura del reboiler.-** La concentración de agua en el glicol que abandona el reboiler varía con la presión y temperatura del reboiler. Debido a que el reboiler es operado usualmente a condiciones atmosféricas. Los rangos de temperatura del reboiler son de 350 – 400 °F debido a que el ritmo de descomposición del glicol aumenta significativamente sobre los 400 °F.

**Temperatura de la torre still.-** La temperatura en la parte superior de la torre still debe ser mantenida aproximadamente en 210 °F, preferentemente para variar el flujo del glicol enriquecido en la entrada. Si la temperatura de la parte superior está por debajo de 200 °F, provocará una condensación excesiva de vapor de agua; esto puede inundar la torre, saturar el reboiler e incrementar la presión de la torre.

## Cuidado del glicol

La clave para evitar muchas operaciones y problemas de corrosión es mantener limpio el glicol. Los principales problemas de contaminación son: bajo pH, descomposición termal, contaminación por sal, condensación de hidrocarburos, acumulación de sedimentos y formación de espuma.

Las causas y soluciones de estos problemas son :

**Descomposición termal.-** La degradación termal ocurre cuando el glicol es sobrecalentado. El sobrecalentamiento puede ser evitado manteniendo la temperatura del reboiler por debajo de 400 °F.

**Bajo pH.-** Las soluciones en una unidad de glicol que no están antes de una unidad de amina llega a ser ácida o corrosiva, especialmente cuando el gas en la entrada contiene H<sub>2</sub>S ó CO<sub>2</sub>. El pH óptimo del glicol es de 7-8.5; un pH sobre 9 promueve la formación de espuma y emulsiones.

Los ácidos corrosivos formados por la descomposición del glicol o la oxidación y la disolución de H<sub>2</sub>S ó CO<sub>2</sub> pueden ser neutralizados por bases tales como el borax, la trietanolamina, NACAP. Estas bases deben añadirse lentamente y en pequeñas cantidades debido a que el exceso de una base puede provocar precipitación de sedimentos.

**Contaminación por sales.-** La sal depositada en la tubería del reboiler provoca zonas de calor y fallas en la tubería. El glicol debe ser retirado y la unidad debe ser limpiada cuando el nivel de sal excede los 2500 ppm. Equipo especial, tal como un separador de glicol, un reclaimer es requerido para remover las sales del TEG.

**Hidrocarburos líquidos.-** Los hidrocarburos líquidos arrastrados por la corriente de gas, son condensados por el glicol que entra al absorbedor. La contaminación por hidrocarburos debe ser minimizada por un separador en la entrada de gas, manteniendo el glicol 10 °F más caliente que el gas para venta, un tamaño adecuado del separador de tres fases, y usando un purificador de carbón.

**Acumulación de sedimentos.-** El polvo, la arena y productos de la corrosión tal como el sulfuro de hierro y el óxido son escogidos por el glicol si no son removidos

por un separador en la entrada. Estos sólidos, junto con los hidrocarburos, eventualmente se depositan en la salida y forman una goma negra, pegajosa y abrasiva que puede corroer la bomba de glicol y otros equipos, tapa las bandejas del contactor y el empaque de la torre still, y forman depósitos sobre las tuberías del reboiler.

**Formación de espuma.**- La formación de espuma puede ser mecánica o química. La espuma mecánica es provocada por altos ritmos de flujo de gas en el absorbedor. Los contaminantes tales como partículas sólidas, sales, inhibidores de corrosión e hidrocarburos líquidos provocan la espuma química.

### **Bomba de glicol**

Una bomba apropiada es esencial, cuando la bomba falla no hay circulación de glicol ni deshidratación, una bomba de relevo debe ser considerada y pequeñas refacciones deben estar disponibles.

Debe establecerse un monitoreo cuidadoso, eliminación de contaminantes, filtración de carbón, uso de un separador trifásico y mantener el pH entre 7 a 8 para extender la vida del glicol de 5 a 10 años.

Como se mencionó al principio del capítulo existen varios métodos de deshidratación del gas. El uso de los sólidos desecantes, la expansión por refrigeración y el uso de cloruro de calcio son métodos no comúnmente usados y se tiene muy poca información de éstos. Para tener una mejor idea de los procesos anteriormente mencionados se describirá cada uno de ellos.

## SÓLIDOS DESECANTES

La deshidratación con TEG ocurre por absorción mientras que los sólidos desecantes secan por adsorción. La absorción del gas es un fenómeno del volumen durante el cual las moléculas de gas absorbido se condensan a la interfase de gas-líquido y entonces migran al volumen de la fase líquida. En contraste, la adsorción es un fenómeno de superficie. Todas las superficies sólidas tienen alguna habilidad de adsorción. Dos tipos de adsorción gas-líquido ocurren:

1. La adsorción química involucra químicos específicos que adsorben las moléculas de gas en una sola capa sobre los átomos de la superficie del sólido.
2. La adsorción física es causada por las fuerzas de Van der Waals entre las moléculas de gas y la superficie del sólido, así formando varias capas sobre la superficie.

La capacidad de adsorción (lb adsorbida por cada 100 lb de sólido adsorbente) es determinada por el gas que es adsorbido, la naturaleza de los sólidos desecantes, área efectiva de la superficie y porosidad interna, la temperatura y la presión parcial del gas adsorbido. La fuerza de adsorción depende principalmente de la naturaleza del gas y de la superficie de los sólidos, los sólidos adsorbentes pueden separar mezclas de componentes específicos adsorbidos.

Los sólidos desecantes son cuidadosamente fabricados para maximizar la adsorción. Los desecantes exhiben una gran afinidad por el agua y pueden secar el gas natural a menos de 0.01 ppm de agua.

---

---

## Descripción del proceso de sólidos desecantes

En la figura V.3 se muestra una unidad típica de sólidos desecantes usando gas húmedo en la entrada para regeneración. Para remover todos los líquidos e impurezas sólidas, la corriente pasa a través de un separador en la entrada. El gas alimentado deja el separador (A), fluye a través de la válvula de control (B), y entra a una línea principal (C). La corriente pasa a través de una válvula (D) para introducirse al adsorbedor o torre (E). El gas húmedo entra en contacto con la cama de sólidos desecantes, el vapor de agua es adsorbido hasta que se establece el equilibrio entre el agua contenida en la corriente de gas y las partículas de los sólidos desecantes. Generalmente, solo unos segundos son requeridos para completar la adsorción o lograr equilibrio. El gas natural secado abandona la torre, y fluye a través de la válvula (F), y finalmente es enviado a una línea de salida (G).

Si el gas húmedo continua fluyendo hacia la cama de adsorción todos los sólidos desecantes eventualmente llegaran a estar saturados con agua, y el gas húmedo no podrá ser secado. Después de que la cama se sature, las válvulas (D) y (F) deberán cerrarse y otra cama será usada para secar el gas en la entrada. Por lo tanto, mientras una cama (E) esta secando el gas, la otra cama (H) debe estar regenerándose.

Como se muestra en la figura V.3, de 5 a 10 % de la corriente (I) de gas alimentada es calentada entre 400 – 550 °F en el calentador de regeneración (J) y es introducida a la cama (H) pasando antes por la válvula (K). Este gas caliente llega a la cama, manejando el agua de las partículas desecantes y arrastrando el vapor de agua resultante fuera de la cama, a través de la válvula (L), donde posteriormente entra al enfriador de regeneración (M). Este gas regenerado es

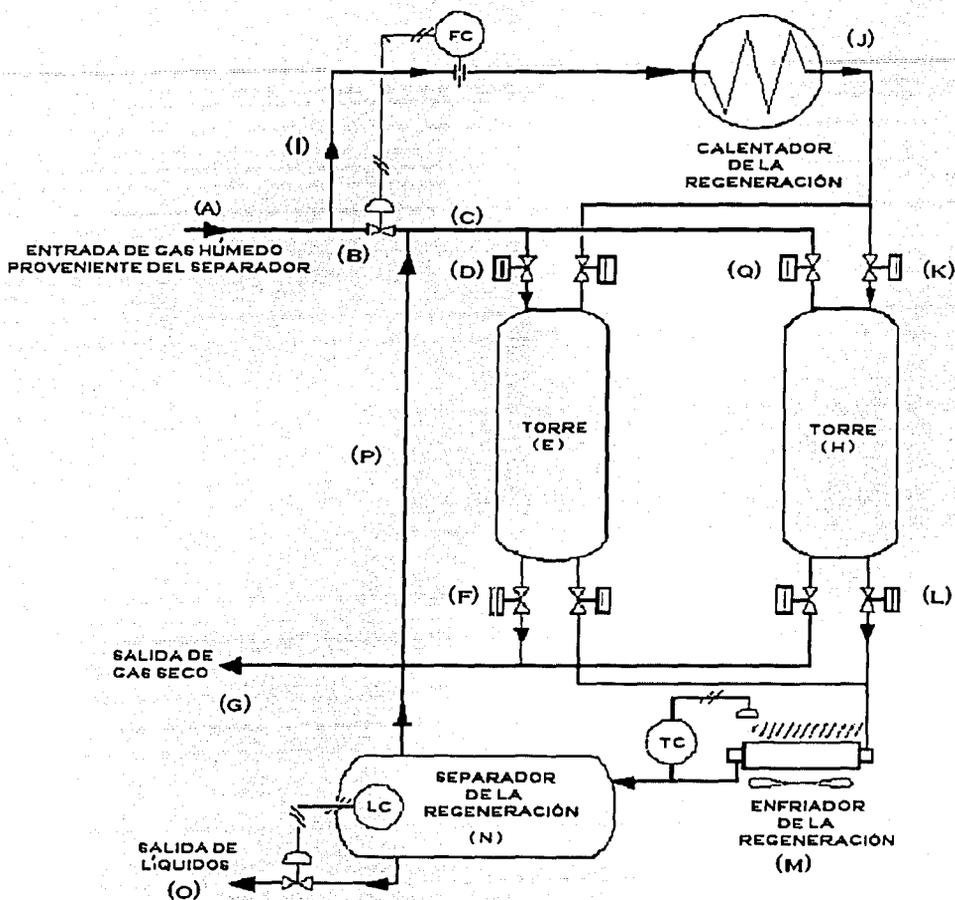


FIGURA V. 3 UNIDAD CONVENCIONAL PARA SÓLIDOS

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

---

---

enfriado y la mayoría del vapor de agua es condensado y removido en el separador de regeneración (N). Finalmente el gas regenerado regresa a la línea principal (C) para ser secado. La cama caliente regenerada debe ser enfriada para que pueda ser puesta en línea de nuevo y poder mandar el gas de la línea principal (C) hacia la torre (H) pasando por la válvula (Q).

### **Sólidos desecantes**

Los adsorbentes más comúnmente usados para el secado de fluidos son el gel de sílice, esferas de sílice, alumina activada, bauxita activada y tamices moleculares. El termino gel indica que el fabricante involucra la formación de un precipitado gelatinoso que es coagulado, lavado y secado para formar sólidos. Estos desecantes son descritos brevemente.

El gel de sílice es esencialmente  $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ , de un material duro y rugoso con buenas características a la fricción y es disponible comercialmente como polvo, de forma granular y como esferas de varios tamaños. Las esferas son más susceptibles que la forma granular para la ruptura causada por los líquidos entrantes en el gas húmedo.

Las esferas de sílice consisten esencialmente de un 97% de sílice ( $\text{SiO}_2$ ) y 3% de alumina ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ). La capacidad de adsorción es convencionalmente la misma que la del gel de sílice, sin embargo, la densidad y por lo tanto la capacidad por unidad de volumen son algo grandes. La alumina activa es un material poroso, amorfo y alumina parcialmente hidratada.

Los tamices moleculares son zeolitas cristalinas uniformes, con estructuras interconectadas tridimensionalmente de alumina y tetraedros de sílice.

---

---

Estos cristales de zeolita sintética son fabricados para contener cavidades interconectadas de tamaños uniformes, separadas por poros uniformes.

### **Adsorción**

Cuando el gas húmedo se pone en contacto con las partículas de sólidos desecantes, el agua es adsorbida hasta llegar al equilibrio. Este equilibrio es usualmente descrito en términos de tres variables: la temperatura de contacto ( $^{\circ}\text{F}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ ), la capacidad estática, y el agua contenida en el gas.

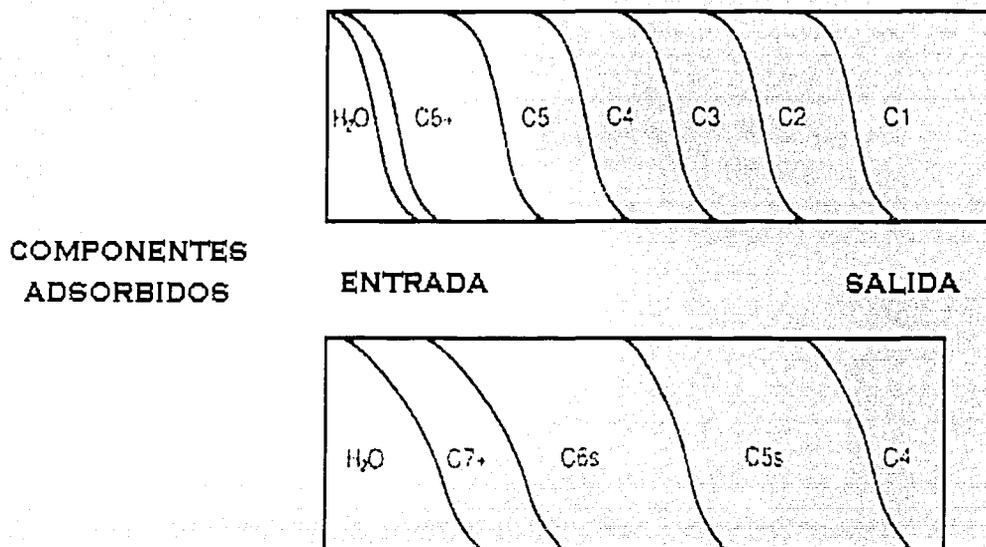
### **Adsorción de multicomponentes**

La alumina, el gel de sílice, y algunos tamices moleculares adsorben otros compuestos además de agua. El agua es adsorbida preferentemente, y el orden de preferencia de adsorción es: agua, metanol, sulfuro de hidrógeno, mercaptanos, dióxido de carbono, hexano e hidrocarburos más pesados, pentanos, butanos, propano, etano, y finalmente metano. El agua siempre es adsorbida rápidamente por las capas superiores de la cama. Los componentes remanentes del gas natural son adsorbidos en las capas más bajas de la cama como se muestra en la figura V.4.

### **Separador en la entrada**

Un separador es absolutamente necesario para proteger al desecante de impurezas tales como es el agua libre, sales del agua, aceite del compresor, aceite de absorción, hidrocarburos líquidos, parafinas, inhibidores de corrosión, glicol, aminas, pintura del ducto, sulfuro de hierro, óxido de hierro, arenas, lodo de

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA V.4 MULTICOMPONENTE DE ADSORCIÓN

perforación, azufre, etc. El separador debe tener el tamaño adecuado para manejar las condiciones más exigentes, además de tener la capacidad adecuada para los líquidos libres y sólidos.

### **Torre de adsorción**

Como se muestra en la figura V.5 la torre de adsorción consiste de un soporte de cama, un distribuidor de la corriente de gas, adsorbente activo y conexiones de limpieza. El soporte de la cama debe resistir el peso del desecante y la presión del flujo. Un tipo de soporte de cama es de acero inoxidable, soportado horizontalmente por vigas y un anillo soldado. El espacio anular entre la pantalla y la pared del recipiente debe ser sellado para prevenir la pérdida del desecante. Por la parte superior de la torre la corriente de gas debe ser introducida radialmente y a baja velocidad.

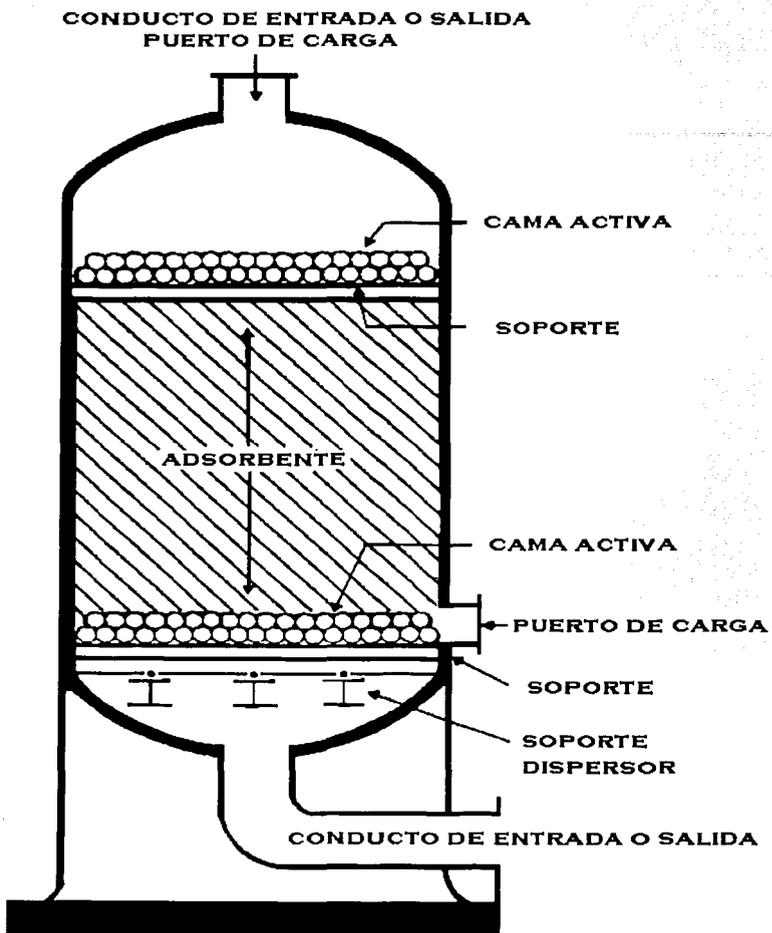
### **Calentador de la regeneración**

Algunos tipos de calentadores son aceptables (baño de sal, fuego directo, aceite caliente, vapor). Unidades pequeñas (8 MMBtu/hr) e instalaciones desatendidas tienden a usar fuego directo o calentadores de baño de sal por razones de seguridad. Durante el ciclo de enfriado debe ser usada una válvula de tres pasos debe ser usada directamente en la regeneración del gas alrededor de el calentador. Unidades grandes generalmente usan calentadores de fuego directo. Un calentador de tamaño no apropiado resulta en una regeneración incompleta y esto reduce el comportamiento de toda la unidad.

### **Refrigerador de la regeneración**

Son usados aire, agua o gas natural, el aire del medio ambiente es generalmente

---



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA V.5 TORRE ADSORCIÓN

usado para enfriar la corriente de la regeneración dentro de los 15-20 °F de la temperatura del aire. En climas fríos el sobre enfriado del gas de la regeneración puede ser evitado debido a los líquidos libres que pueden ser formados cuando el sobre enfriado del gas de regeneración es reciclado y mezclado con la alimentación del gas húmedo.

### **Separador de la regeneración**

Se recomienda un separador horizontal de tres fases seleccionado adecuadamente para evitar algunos problemas. El polvo desecante y/o hidrocarburos líquidos pueden tapan la línea de descarga. Pruebas frecuentes de pH sobre el agua de descarga ayuda a identificar el potencial de corrosión.

### **Selección del desecante**

La selección de un desecante está lejos de ser una rutina. Se requiere una consideración cuidadosa de los siguientes factores:

1. Presión en la entrada del gas, temperatura y composición.
2. Punto de rocío del agua a la salida.
3. Recuperación de hidrocarburos
4. Capital y costos de operación

### **Costo del desecante**

Comúnmente el gel de sílice y los tamices moleculares tienen un costo elevado a diferencia del costo de las aluminas es aproximadamente la mitad de los anteriores.

La capacidad de los desecantes varía drásticamente con la temperatura y el agua contenida en el gas.

Una característica importante de los sólidos desecantes es que la alumina activada y el gel de sílice pueden alcanzar el punto de rocío del agua de -60 a -90 °F mientras que los tamices moleculares de -150 a -300 °F.

La vida de los desecantes varía de seis meses a cuatro años aproximadamente. Los tamices moleculares son más susceptibles al agua, inhibidores de corrosión, e hidrocarburo pesados que algunos de los otros desecantes.

### **Contaminación de la cama**

La causa más frecuente es la remoción incompleta de los contaminantes en la entrada de gas del separador. Otra posibilidad es el aceite lubricante del compresor que es usado para aumentar la presión del gas de la regeneración.

## **INTRODUCCIÓN A LOS PROCESOS A BAJA TEMPERATURA**

En muchos yacimientos los hidrocarburos se producen a una presión mucho mayor que la que se requiere a la entrada de las líneas de transmisión. En tales situaciones, se recomienda utilizar un sistema de separación a baja temperatura

para secar el gas que se separa a alta presión. Mediante este sistema se induce a la corriente de gas una caída de presión, con lo que se logra un abatimiento en la temperatura de separación. La separación a baja temperatura es usualmente el método más eficiente de:

1. La separación de los hidrocarburos líquidos y agua.
2. Recuperación adicional de líquidos de la corriente de gas.

El incremento en la recuperación de líquidos puede pagar en un corto tiempo el costo del equipo necesario. El sistema de separación a baja temperatura es particularmente atractivo cuando la presión del yacimiento es alta.

#### **Descripción del equipo.**

Una unidad de separación a baja temperatura consiste básicamente de cuatro partes:

- Un separador a baja temperatura.
- Un eliminador.
- Un intercambiador de calor.
- Un estrangulador.

Las funciones principales del separador a baja temperatura son las siguientes:

- 1) Por expansión se logran bajas temperaturas de separación eliminándose mayor cantidad de líquido de la corriente de gas.

II) Con la bobina situada en la parte inferior del separador, se tiene un calentamiento adecuado con el que se funden los hidratos que se puedan formar y, además, revaporiza los componentes ligeros del líquido que se integran a la corriente de gas que van a la línea de transmisión. Esta revaporización de líquido es importante, ya que si los componentes ligeros permanecen en el líquido, al llegar al tanque de almacenamiento comúnmente se evaporan a la atmósfera sin recuperarse.

III) El reflujo frío de la parte superior a la inferior del separador, recondensa los componentes más pesados que se hayan vaporizado en el proceso de calentamiento.

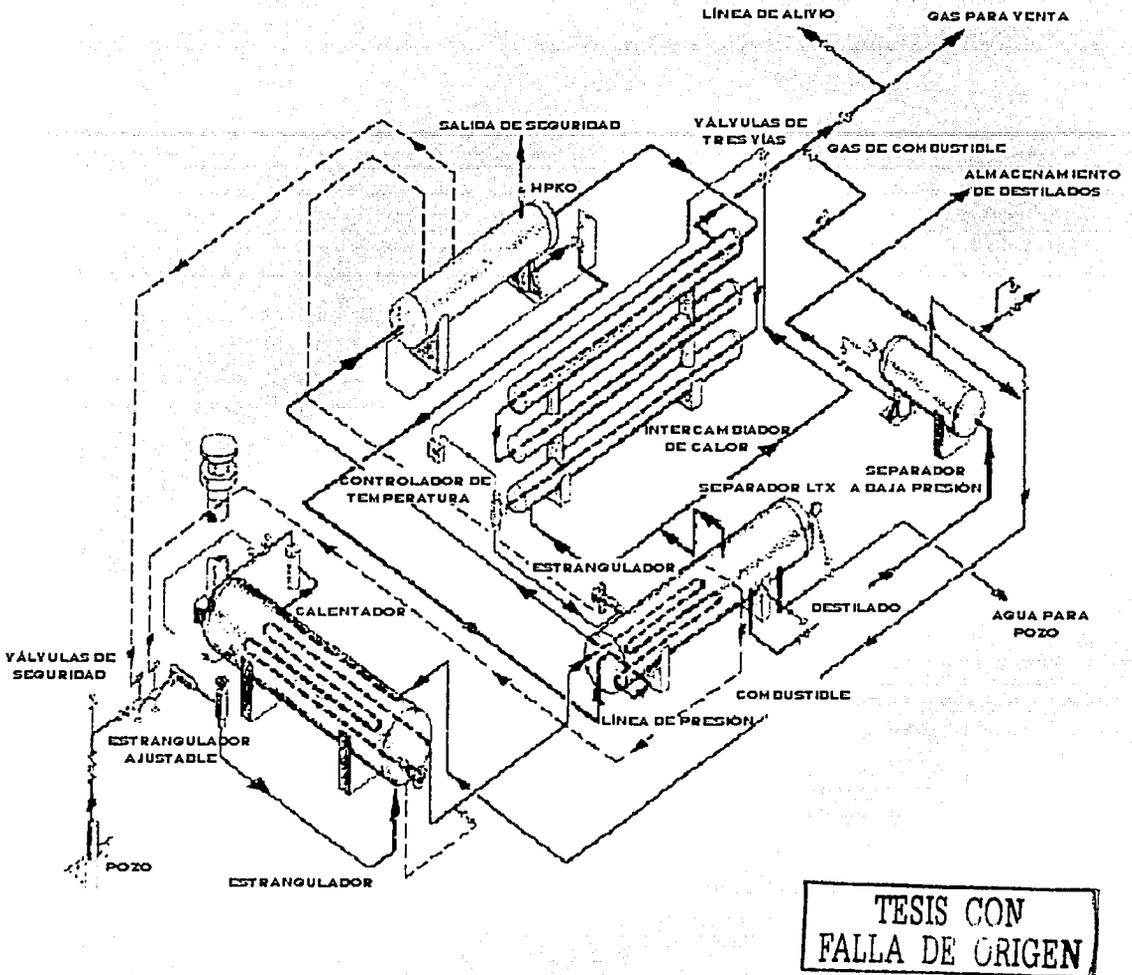
Los procesos a baja temperatura pueden ser clasificados de la forma siguiente:

1. Aquellos que forman y deshacen los hidratos.
2. Aquellos que usan inhibidores de hidratos.
3. Aquellos donde el enfriamiento adicional es requerido para obtener la deshidratación de gas requerida y/o recuperación de condensados.

### **Separación a baja temperatura con formación de hidratos**

La figura V.6 muestra el proceso básico NATCO LTX que consiste de:

1. Calentadores indirectos
2. Operación a baja temperatura
3. Entrada de gas al intercambiador de calor



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA V.6 UNIDAD DE SEPARACIÓN A BAJA TEMPERATURA

#### 4. Estrangulador

#### 5. Separación flash

Si es necesario, la corriente en la cabeza del pozo es la primera en ser calentada y pasa a través de una bobina que ayuda a deshacer los hidratos, ésta se encuentra en la base del separador LTX. Esta corriente también provee suficiente calor cerca del estrangulador para prevenir la formación de hidratos y el taponamiento de la entrada del estrangulador. La corriente del pozo fluye a alta presión (HPKO) provocando la remoción de los líquidos por la caída de temperatura en el pozo.

Los líquidos libres pueden ser manejados de tres maneras:

1. Solo el agua es removida en el HPKO, los hidrocarburos condensados y el gas pasan a través del estrangulador.
2. Todos los líquidos son removidos en el HPKO, donde posteriormente son descargados a la sección de líquidos del LTX.
3. Todos los líquidos son removidos en el HPKO, el agua es descargada a la disposición, mientras que el condensado es alimentado a la sección de líquido del LTX. La temperatura del HPKO debe ser caliente, cerca de 100°F para prevenir hidratos que puedan formarse en las válvulas de descarga del líquido.

La corriente de gas abandona el HPKO y fluye a través de una tubería hacia el intercambiador de calor, donde es enfriada a la temperatura segura más baja sobre la temperatura a la cual pueden formarse los hidratos. Una válvula de tres

---

pasos controla el flujo de gas frío que es desalojado del intercambiador de calor para su venta.

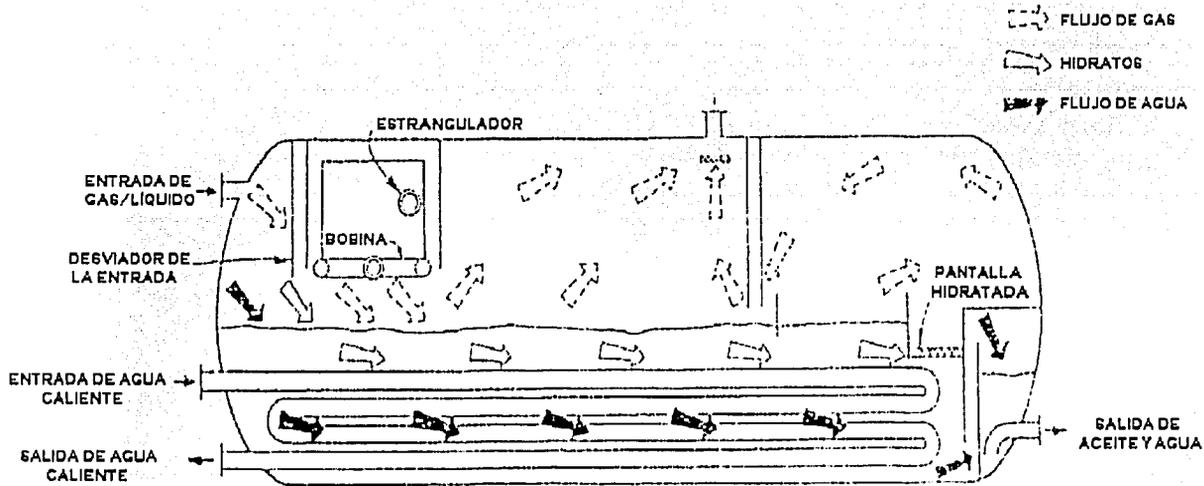
Las unidades de separación a baja temperatura han sido construidas en cuatro formas horizontal, vertical, esférico, y en T. Actualmente las presiones en la cabeza del pozo no son lo suficientemente altas para el uso de la unidad esférica, la unidad horizontal es preferida debido a las ventajas que posee sobre la unidad vertical.

La alimentación de gas frío fluye a través de un estrangulador donde se expande, este estrangulador puede ser usado para regular el ritmo de flujo. Cuando la corriente pasa a través del estrangulador, resulta en una expansión de Joules-Tompson y provoca enfriamiento del gas y más del vapor de agua. Los hidratos son formados por los condensados y el agua que es enviada a la sección de líquidos. La bobina deshace los hidratos y estabiliza parcialmente los hidrocarburos líquidos.

Los hidratos actualmente se forman dentro del estrangulador pero son separados y arrastrados al separador LTX por el flujo sónico. Esta formación de hidratos entra al separador.

En la figura V.7 se muestra que la alta velocidad, la corriente vapor – líquido – sólidos deja el estrangulador y entra tangencialmente sobre la caja de la centrifugadora cilíndrica. Esta entrada tangencial adsorbe la velocidad de entrada y dirige la corriente hacia la bobina del LTX. El calor de la bobina de la centrifugadora y la caja de la centrifugadora libera el vapor de el líquido.

La operación del LTX explota dos propiedades de los hidratos:



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA V.7 SEPARADOR LTX

1. Los hidratos son más pesados que los condensados y más ligeros que el agua.
2. cuando se forman los hidratos estos extraen el agua del gas.

Las bobinas en el fondo del LTX calientan los condensados a 65-75 °F y al agua un 15-20 °F más. Por consiguiente, los hidratos se hunden a través de la capa de condensados, flotan por encima del agua, y se deshacen cuando fluyen hacia las salidas de los líquidos.

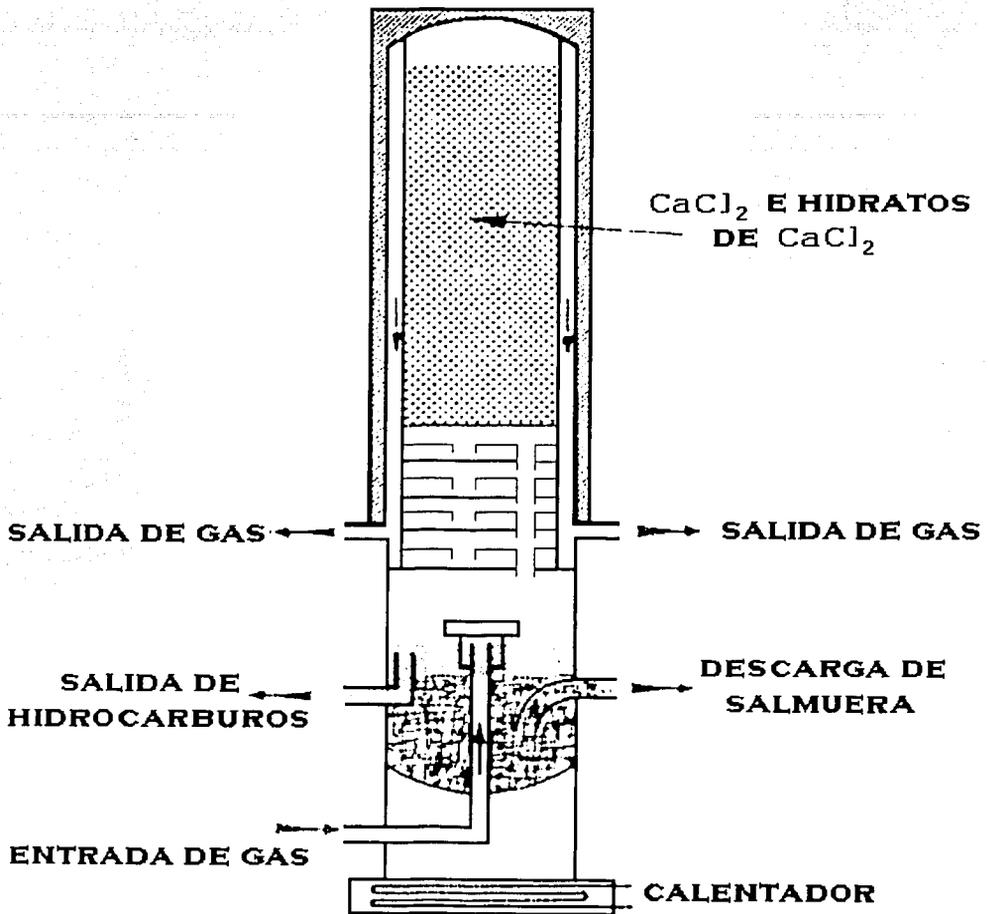
## **DESHIDRATACIÓN USANDO CLORURO DE CALCIO**

Literalmente miles de unidades de cloruro de calcio son comúnmente operadas en EE.UU. El cloruro de calcio es más atractivo para corrientes pequeñas en lugares remotos donde bajos puntos de rocío del agua no son requeridos.

### **Descripción del proceso de deshidratación con cloruro de calcio**

Como se muestra en la figura V.8 la unidad de deshidratación con cloruro de calcio consiste de tres secciones:

- zona de separación en el fondo de la unidad
- zona de bandejas en la parte media
- cama con esferas de cloruro de calcio en la parte superior



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FIGURA V.8 UNIDAD DE DESHIDRATACIÓN DE GAS DE  $\text{CaCl}_2$

### **Sección de separación**

El gas húmedo y algunos líquidos libres entran por el fondo e inmediatamente se ponen en contacto con un artefacto que ayuda a la separación. El gas húmedo es separado de los líquidos arrastrados, dirigiéndose hacia la zona de bandejas.

### **Sección de bandejas**

Aquí el gas húmedo entra en contacto con las bandejas que están concentradas con salmuera. La salmuera fluye hacia abajo, ésta es diluida continuamente, como el gas fluye hacia arriba éste es deshidratado progresivamente. Las bandejas son especialmente diseñadas para que la velocidad del gas recircule la salmuera en cada bandeja. Pequeñas cantidades de salmuera se usan para grandes volúmenes de gas, la recirculación de líquidos es requerida para conseguir una buena eficiencia de deshidratación en las bandejas.

### **Sección de la cama**

La deshidratación del gas ocurre cuando el gas fluye hacia arriba a través de una cama de esferas de cloruro de calcio. Aquí el agua removida del gas es absorbida sobre la superficie de las esferas, formando salmuera, la cual gotea continuamente sobre las bandejas. Inicialmente las esferas consisten principalmente de cloruro de calcio. En la parte baja de la cama las esferas sólidas son consumidas.

La unidad de deshidratación es aislada y el gas secado abandona la sección de la cama por la parte superior para fluir hacia abajo a través de un cilindro que se encuentra entre la pared de la unidad deshidratadora y la sección de la cama.

Cada método de deshidratación tiene sus propias ventajas y desventajas que definen donde éste puede ser más eficiente. Las ventajas y desventajas de estos métodos son:

### **Glicol**

#### **Ventajas:**

- Bajo costo de instalación.
- Baja caída de presión.
- La deshidratación por glicol es un proceso continuo.
- El proceso por glicol se lleva a cabo muy fácilmente.
- Las unidades de glicol requieren menos calor de regeneración por lb de agua removida, bajando los costos de operación.
- Los sistemas de glicol pueden operar en presencia de materiales que contaminarían a los sólidos desecantes.
- Las unidades TEG son simples para operar y darles mantenimiento.
- Las unidades TEG son fácilmente automatizadas en lugares remotos.

#### **Desventajas:**

- Requiere bajos puntos de rocío del agua para despojar al agua y una torre Still.
- El glicol es susceptible a contaminarse.
- El glicol es corrosivo cuando se contamina o descompone.

## **Sólidos desecantes.**

### **Ventajas:**

- Bajos puntos de rocío (-150 °F) son obtenibles.
- Son menos afectados por pequeños cambios de presión, temperatura, y ritmos de flujo.
- Son menos susceptibles a la corrosión y a la formación de espuma.

### **Desventajas:**

- Altos costos y mayores caídas de presión.
- Contaminación por hidrocarburos pesados.
- Rompimiento mecánico de los sólidos desecantes.
- Gran espacio y peso requerido.
- Altos requerimientos de calor para la regeneración.

## **Proceso a baja temperatura**

### **Ventajas:**

- El poder consumido es mínimo y los costos de operación son bajos.
- Mínima corrosión, especialmente cuando los inhibidores de hidratos no son usados.

**Desventajas:**

- La adición de inhibidores de hidratos y el uso de refrigerantes externos incrementa los costos.

**Cloruro de calcio**

**Ventajas:**

- Pueden operar sin supervisión.
- Muy compacto y requiere bajos costos.

**Desventajas:**

- El punto de rocío está limitado por el equilibrio de  $\text{CaCl}_2 - \text{H}_2\text{O}$ .

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el transporte del gas natural, se pueden presentar diversos problemas, cuando no se lleva a cabo una correcta elección y aplicación de los procesos a los que es sometido, de acuerdo a las características y propiedades del mismo, lo anterior disminuye o aumenta la eficiencia de la capacidad del ducto, dependiendo de los requerimientos mínimos que debe cumplir el gas para ser transportado. Tomando en consideración lo escrito anteriormente se enlistaran algunas conclusiones pertinentes para lograr tal objetivo:

- 1.- En la industria petrolera debido a los procesos a los que es sometido el gas natural, se recomienda la limpieza de este para evitar la contaminación y daños a los equipos (ocasionados por líquidos y sólidos), provocando mal funcionamiento.
- 2.- Para la limpieza del gas frecuentemente se recomienda utilizar los separadores en sus diferentes formas, cuyo objetivo es la eliminación de líquidos y partículas sólidas, para llevar a cabo una operación de separación es necesaria una velocidad de flujo adecuada, velocidades de flujo mayor o menores provocarán una separación deficiente.
- 3.- Las especificaciones más rigurosas para la venta del gas natural es debido al azufre contenido en el gas, ya que es conveniente que el gas al ser vendido o entregado no debe contener más de un grano de  $H_2S$  ni más de 20 granos de azufre, por lo que este en cantidades mayores del rango mencionado ocasionaría corrosión en el sistema, y como el  $H_2S$  es altamente tóxico la integridad del personal técnico en la planta estaría en riesgo.

4.- Dentro de la industria petrolera los procesos más empleados para el endulzamiento de gas natural son el proceso por lotes y el endulzamiento por aminas debido a sus características particulares, como es la eficiencia en el retiro de  $H_2S$ , los costos de operación que tienen en particular, y la disponibilidad que ofrecen para su aplicación.

5.- Las aportaciones más significativas en el mercado de endulzamiento de gas son Gas/Spec y Urcasol cuyo fin es evitar la formación de espuma e hidratos, no son corrosivos, además de controlar el grado e índice de las reacciones con el  $H_2S$  y el  $CO_2$ .

6.- En el proceso de deshidratación existen variables muy importantes que deben ser consideradas y obtenidas para llevar a cabo un correcto manejo del gas natural, estas variables son, el punto de ebullición, el punto de rocío, el contenido de agua en la corriente de gas.

7.- El proceso de deshidratación usando TEG es muy susceptible a contaminarse y el TEG una vez contaminado o en descomposición es muy corrosivo, por lo cual se recomienda tener un control muy estricto del pH, poner atención en el manejo de los inhibidores de corrosión, control de sólidos acarreados (arenas, etc.), cuidar la temperatura del reboiler, tener cuidado con el acarreo de aceites lubricantes de las maquinas que intervienen en el proceso.

8.- La deshidratación con TEG puede operar con un rango de temperatura de 50 a 130 °F pero se recomienda el uso de un rango de 80 a 100 °F, ya que si la temperatura es menor de 70 °F el glicol es demasiado viscoso, en caso de ser menor de 50 °F la eficiencia de deshidratación baja considerablemente, si la temperatura es mayor de 110 °F la corriente de gas contiene aun demasiada agua y la habilidad de secado del glicol se reduce.

9.- La deshidratación usando TEG es el proceso de mayor aplicación y probablemente la mejor elección pero no siempre es posible implantarlo, en cuyo caso se recomienda considerar otras opciones de deshidratación como el Cloruro de calcio en caso de tratarse de pequeños pozos de gas en lugares remotos, ó un proceso de separación a baja temperatura cuando se tenga que endulzar el gas con una presión en la cabeza del pozo mayor que la presión del gasoducto; quizás el empleo del proceso de deshidratación por sólidos desecantes sea el más recomendable cuando se tenga que deshidratar una corriente con dióxido de carbono a alta presión (el dióxido de carbono presenta una alta solubilidad en el TEG), cuando se quiera remover simultáneamente agua e hidrocarburos, ó cuando se quiera deshidratar el gas natural para un posterior tratamiento criogénico.

NOMENCLATURA

ADIP	Proceso que emplea disopropanolamina para deshidratar el gas
Bg	Factor de volumen del gas
C	Compresibilidad
c.s	Condiciones estándar (60 °F, 14.7 lb/pg <sup>2</sup> )
c.y.	Condiciones de yacimiento
gpm	Galones por minuto
gr	Gramos
hr	Hora
lb	Libra
m	Masa del gas
m <sup>3</sup>	Metros cúbicos
mercaptanos	Serie de compuestos de formula general RSH donde R es un grupo alifático, aromático o heterocíclico.
MMPC	Millones de pies cúbicos
n	Número de moles
P	Presión
pg	Pulgadas
ppm	Partes por millón
R	Constante universal de los gases
SG	Gravedad especifica
T	Temperatura
V	Volumen
Z	Factor de compresibilidad
ρ	Densidad
ρ <sub>r</sub>	Densidad relativa
M	Masa molecular

---

---

**BIBLIOGRAFÍA**

- R. L. Huntington; " NATURAL GAS AND NATURAL GASOLINE ", University of Oklahoma, Mc Graw-Hill
- Donald L. Katz, Robert L. Lee; " NATURAL GAS ENGINEERING ";
- PEMEX Exploración y Producción; " LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO "; volumen I, primera edición, México DF a 1999.
- J. Ángel Gómez Cabrera, Francisco Becerril Cárdenas, Leobardo Flores Sánchez; "APUNTES DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN LA SUPERFICIE" ; División de ingeniería e n ciencias de la tierra ,UNAM, México DF 1986
- Arthur L. Kohl, Fred C. Riesenfeld; "GAS PURIFICATION"; Mc Graw-Hill
- Anerousis, J. P., and Whitman, "AN UPDATE EXAMINATION OF GAS SWEETENING BY THE IRON SPONGE PROCESS", SPE 13280, Houston, TX.(sept. 1984)
- Arnoldi, J. C., Dempsey, P.E., and Morgan, D.J., "SELECTION OF MATERIAL FOR SOUR GAS PROCESSING", Laurance Reid Gas Conditioning Conference,(1987)
- Blanc, C. J., J. Elgue and F. Lallemand; "HIDROCARBON PROCESSING"; Vol.60, (1981)
- Butwell, K. F. and L. Kroop; "FUNDAMENTALS OF GAS SWEETENING"; Laurance Reid Gas Conditioning Conference, University of Oklahoma,(1986)
- Maddox, R. N., and J. H. Erbar; "GAS CONDITIONING AND PROCESSING"; Campbell Petroleum Series, Vol. 3, (1982)
- Ballard , D; "HOW TO OPERATE A GLYCOL PLANT"; Hydrocarbon Processing; vol. 45 (1986)