



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**MANEJO Y TRATAMIENTO
DE GAS NATURAL**

T E S I S

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

FRANCISCO MARTINEZ VELAZQUEZ

RUBEN ALEJANDRO ROMERO TELLEZ



MEXICO, D. F.

1987



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

I N D I C E

	PAGINA
INTRODUCCION	1
I CONCEPTOS FUNDAMENTALES	3
A) CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL	7
B) GRAFICA DEL VOLUMEN ESTIMADO PARA FLUJO CRITICO	12
C) GRAFICA PARA LA DETERMINACION DEL VOLUMEN DEL - GAS FLUYENDO A TRAVES DE UN TUBO PITOT	14
II LIMPIEZA DEL GAS	15
A) GRAFICA SOBRE LA ESCALA DE LA DIMENSION DEL - - MICRON	19
B) TIPOS DE DEPURADORES	22
C) DEPURADOR TIPO BAÑO DE ACEITE	28
III INYECCION DE ADITIVOS	35
A) GRAFICA DE CONVERSION DE GAL/DIA A GOTAS POR - - MINUTO	
B) UNIDAD DE INYECCION DEL METANOL	48
C) GRAFICA DEL PUNTO DE CONGELAMIENTO DEL AGUA EN - SOLUCION CON METANOL	52
IV DESULFURIZACION DEL GAS	53
A) ¿ POR QUE SE ELIMINA H ₂ S DEL GAS ?	57
B) LA MONOETHANOLAMINA ES EL PROCESO GIRBOTOL	67
C) INDICACIONES OPERATIVAS EN LOS SISTEMAS DE - - FILTRACION MEA	76
D) RECLAMADOR DE CORRIENTE LATERAL	81

	PAGINA
E) FUNCIONAMIENTO OPERACIONAL DE UN SISTEMA - - RECLAMADOR	86
F) CAUSAS DE CORROSION	95
G) MEDIDAS PREVENTIVAS PARA EVITARLA	97
 V DESHIDRATACION DEL GAS	 111
A) GRAFICA SOBRE EL CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA - - COMPRIMIDO EN EL GAS NATURAL	118
B) VENTAJAS SOBRE EL USO DEL TEG	123
C) DESHIDRATACION BASICA DEL TEG	124
D) CORTE DE LA SECCION TRANSVERSAL DE UN CONTACTOR TEG	133
E) FORMACION DE ESPUMA DEL GLICOL. CAUSAS Y COMO -- EVITARLA	140
F) PRECAUCIONES PARA LA OPERACION DE UNA PLANTA - - DESHIDRATADORA	155
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	 157
NOMENCLATURA	162
CONVERSIONES	164
BIBLIOGRAFIA	166

I N T R O D U C C I O N

El acondicionamiento del gas está implícito en su definición. Es un término aplicado a numerosos tipos de procesos operacionales tanto mecánicos como químicos requeridos para obtener el gas con la calidad requerida para transportar por tuberías. Entre aquellos procesos y los que más conciernen a la industria del gas son los siguientes:

1. Limpieza del gas.
2. Inyección de aditivos.
3. Desulfurización (algunas veces denominado como purificación del gas, tratamiento del gas, etc.)
4. Deshidratación (también denominado como purificación del gas, etc.)

Estos procesos están tan interrelacionados entre sí que al referirse a cualquiera de ellos necesariamente se involucra a los otros, al menos en parte, de aquí la razón de porque cualquier referencia o discusión sobre uno de ellos es limitada.

Mientras estos procesos pueden ocurrir en cualquier punto a lo largo del sistema de tuberías, el propósito y esfuerzo de este trabajo

está orientado hacia la operación de un almacenamiento de gas o producción compleja donde estos procesos son requeridos.

En una operación de almacenamiento típica, estas funciones ocurrirían inicialmente de acuerdo a la secuencia listada anteriormente. La limpieza del gas ocurrirá en varios puntos antes de que el producto sea proporcionado al sistema de transporte, es decir, en la cabeza del pozo, al final del sistema de deshidratación y desulfurización y posiblemente de nuevo antes del sistema de compresión.

CAPITULO I

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Antes de mencionar las diferentes fases del acondicionamiento del gas, resulta apropiado revisar los componentes físicos del producto -- para establecer un mejor entendimiento de que es lo que se va a acondicionar.

Idealmente y desde el punto de vista técnico, el gas natural está constituido de componentes combustibles y están presentes como una familia de hidrocarburos. Cada miembro de la familia contiene una cierta cantidad de carbón y una cierta cantidad de hidrógeno. De aquí el nombre de hidrocarburos. Sin embargo, la gente que debe procesar el gas natural y operar las instalaciones a través de las cuales se realiza el acondicionamiento, se encuentra con otras dos clases de materiales, además de los combustibles, que son: los diluyentes y los contaminantes.

Ahora bien, los diluyentes hacen exactamente lo que su nombre -- indica: diluyen. Un diluyente es un gas no combustible que se presenta en pequeños porcentajes en un gas natural típico. Debido a que no es combustible, diluye la mezcla total y reduce su capacidad calorífica por unidad de volumen, como cuando se agrega agua al vino. Entre -

Los diluyentes más comunes están el dióxido de carbono, nitrógeno y vapor de agua, estos compuestos ocupan espacio y normalmente constituyen una parte del sistema de hidrocarburos. No obstante, ellos no tienen un valor en BTU.

Existen muchas desventajas en tener diluyentes en la corriente de gas, la mayoría de ellas están asociadas con la potencia, capacidad de las tuberías, corrosión interna y problemas de congelamiento. Sin embargo, los diluyentes pueden también producir efectos deseables, como es el de reducir la energía por pie cúbico de gas. En esencia el contenido de diluyentes en gases naturales típicos no causan problemas reales debido a que las cantidades normalmente son pequeñas.

Los componentes del gas natural que realmente causan problemas son los contaminantes. El acondicionamiento del gas se lleva a cabo precisamente para eliminar los contaminantes a través de las instalaciones hechas para este propósito. Los contaminantes y su fuente de origen son casi infinitos, pero seis son los más importantes:

1. Vapor de agua a una concentración aproximada de 5 - 7 lb/MMPC
2. Toda el agua libre entrampada o agua en forma condensada que pueda estar presente en el gas.

3. Cualquier otro fluido en forma líquida que pudiera estar presente en el gas como: aceite lubricante, aceite, metanol, -- hidrocarburos pesados o inhibidores.
4. Toda la materia sólida que puede estar presente (generalmente definida como desecho en líneas de tubería) incluyendo sílice (arena), incrustaciones y polvo.
5. Gases ácidos, el principal es el ácido sulfhídrico aún cuando es combustible, y en un grado mucho menor el dióxido de carbono. En la práctica real la única razón de eliminar el CO₂ en concentraciones que van del 2 al 4% es debido a que su eliminación ocurre simultáneamente con el H₂S en una planta MEA. El ácido sulfhídrico en cantidades de uno o más granos por cada 100 pies cúbicos debe ser eliminado como lo -- exige un contrato de compra-venta de gas.
6. Una mezcla de cualquier otro de los contaminantes normalmente se conoce como incrustaciones o sedimentos pero en términos de tuberías se especifica con términos más descriptivos.

En muchas instalaciones la unidad de producto/volumen es el pie cúbico y contiene únicamente los combustibles anteriormente mencionados y los diluyentes, menos cualquiera de los contaminantes. El control sobre la cantidad de los diluyentes es una condición especificada

por contrato. Un producto con un valor menor del establecido BTU por pie cúbico no puede ser comercializado. De modo que ¿ qué es un pie cúbico de gas natural ? Normalmente por definición legal y de contrato, un pie cúbico de gas es el volumen que ocupará un pie cúbico de espacio en una presión atmosférica o barométrica de 14.7 y/o 14.4 lb/pg² abs. y 60°F y es entonces además incrementada a una presión base de 14.73 lb/pg² abs. Para propósitos de acondicionamiento de gas, un pie cúbico de gas se supone que es el volumen que ocupa un pie cúbico de espacio a una presión atmosférica de aproximadamente 15 lb/pg² abs.

La calidad típica para tuberías de un gas natural está compuesta de cuatro principales grupos de compuestos. Aproximadamente 90 a 95% de metano (CH₄), 2 a 4% de etano (C₂H₆), 0.2 a 3% de hexano y más pesados y de 0.5 a 4% de CO₂ y N₂ como diluyentes con trazas de vapor de agua y contaminantes.

Esto brevemente describe las condiciones físicas que se aplican al concepto general de un pie cúbico de gas natural. Idealmente el gas natural es una cosa, pero en el sentido práctico pueden ser varias cosas. De modo que ¿ cuáles son algunas de las características del gas natural ?

1. Técnicamente y en estado estático (como si fuera contenido en un recipiente de vidrio abierto) 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. Simplemente tenga en cuenta que el gas natural para su empleo y manejo, por razones de seguridad, esté consciente de que tiene estas notables características.

2. El gas natural es masa (posee peso) y ocupa espacio.

Es algunas veces difícil tener un concepto tangible de algo que no puede verse ni sentirse; si se comparara un volumen de gas natural con otro volumen. La densidad del gas natural es aproximadamente igual a 0.046 lb/pie^3 . La densidad o peso del aire es aproximadamente de 0.076 lb/pie^3 . Así, la densidad específica del gas natural comparada con la del aire es de $0.046/0.076$ o sea 0.60 . Por consiguiente un volumen de gas natural pesa únicamente 60% de un volumen igual de aire. La densidad específica es entonces la relación del peso del gas comparado al peso de un volumen igual de aire.

En un sentido práctico puede decirse que los fluidos líquidos no son compresibles. Ciertamente hay algo de compresibilidad, pero si la presión impuesta sobre un pie cúbico de agua fuera incrementada y más agua fuera añadida hasta 1000 lb, el volumen se incrementaría únicamente una cantidad fraccional. Sin embargo, los volúmenes de fluidos gaseosos son compresibles casi proporcionalmente al incremento en presión. Si un recipiente de 1 pie cúbico contiene un pie cúbico estándar de gas de 15 lb/pg² abs., entonces a 30 lb/pg² abs. contendría 2 pies cúbicos estándar o una milla de una tubería de 24 pg a 904 lb/pg² abs. contendría 1.2 MMPC estándar de gas. Pesaría cerca de 55000 lb, a 28 TON. más que si estuviera vacío a cero lb/pg² abs.

La ecuación para este proceso es:

$$PCS = \frac{\pi r^2}{144} \frac{(1b/pg^2 + 14.4)}{14.73} L_f \frac{(60 + 460)}{°F + 460} y = 1200,000$$

Donde:

- π = 3.1416
- r = 1/2 radio interno de la tubería (pg)
- L_f = longitud de la tubería (pies)
- °F = temperatura del gas
- y = factor de compresibilidad
- PCS = pie cúbico estándar

3. ENERGIA.- Este término ha llegado a ser más prominente en el lenguaje de la industria del gas, en años recientes y llegará a ser más importante aún ya que muchas compañías de gas han revisado sus tarifas donde ellos compran, venden o intercambian unidades de energía BTU en lugar de pies cúbicos. Los mecanismos de medición siguen siendo los mismos, pero la unidad comercial es ajustada por la energía transferida en lugar de pie cúbico.

Los BTUs o energía requerida, son la base de diseño de muchos equipos mecánicos usados en el proceso de acondicionamiento del gas como hervidores, intercambiadores de calor, torre de destilación y ventiladores. Un BTU es la cantidad de energía requerida para incrementar la temperatura de una libra de agua un grado fahrenheit. La energía en un pie cúbico de un gas natural típico es aproximadamente de 1000 BTUs, o bien una libra de gas contiene cerca de 22 pies cúbicos o sea 22000 BTUs.

4. El gas natural es uno de los gases flamables más estables. Es flamable dentro de los límites de 5 a 15% de una mezcla con aire, y su temperatura de ignición varía de 1100 a 1300 °F. Esto al ser comparado con los gases menos estables, como

por ejemplo, el H_2S es flamable dentro del rango de 4 a 46% al mezclarse con el aire y el acetileno está dentro de los límites del 2 al 80%; ambos con temperaturas de ignición más bajas.

5. Como se señaló anteriormente, el gas natural debido a que -- contiene 80% o más de metano (CH_4) es más ligero que el - - aire, mientras que los cilindros de gas (que contienen propano y butano) son más pesados que el aire. Por consiguiente el gas natural se dispersa rápidamente en la atmósfera y los gases más pesados tienden a aproximarse al piso. Consecuentemente los gases más pesados son menos seguros para emplearse en lugares donde pueda ocurrir una fuga. El ácido sulfúhidrico es también más pesado que el aire. Sin embargo, entre menos denso sea un gas, más difícil es controlarlo o evitar fugas.

6. Las fugas y escape de gas a la atmósfera alrededor de un campo de almacenamiento o en instalaciones de acondicionamiento del gas pueden ser significativas y muy costosas. En casos tales como el venteo del pozo, sifones o chorros es simplemente una parte de los costos de operación. En otros casos la fuga en una válvula que ha estado presentándose demasiadas

veces. Para razones de evaluación en el manejo del gas es útil saber cuánto gas está escapando o fugándose.

Los medios más precisos para hacer esto es midiéndolo, pero en muchos casos esto ni es práctico ni conveniente. Hay sin embargo, ciertos métodos para obtener volúmenes aproximados con un mínimo esfuerzo. Donde el área de la abertura puede determinarse, tal como la abertura en una válvula tapón, o el área de un agujero en una línea; el volumen que escapa puede determinarse gráficamente como se muestra en la Fig. I-1.

Un punto a recordar es que la mayoría de las válvulas tapón, tienen un área de abertura igual a cerca del 60 a 65% del tamaño de la válvula, es decir, una válvula de 1 pg tiene una área de flujo de aproximadamente 0.45 pg².

$$\begin{aligned} \text{Area (pg}^2\text{)} &= \pi r^2 \\ &= 3.14 (0.5^2) (0.60) \\ &= 0.45 \end{aligned}$$

Una válvula de globo o de compuerta generalmente es considerada como de abertura total y su área para una válvula de 1 pg. es aproximadamente de 3/4 pg². Obsérvese que la Fig. I-1 incluye dos escalas de referencia, una para diámetro

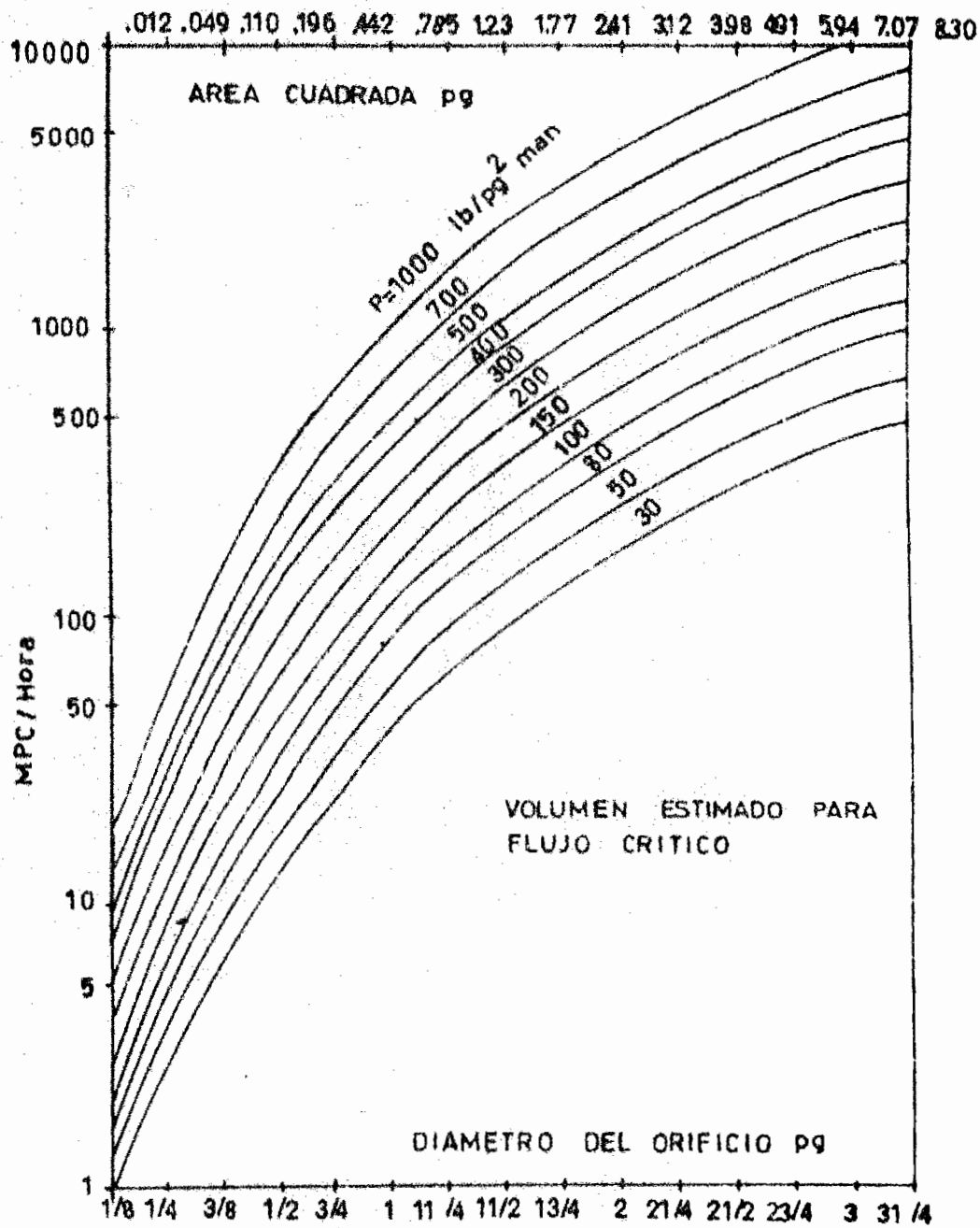


FIG. I-1 VOLUMEN ESTIMADO PARA FLUJO CRITICO

donde la abertura es presumiblemente circunferencial, la - -
otra para una área que determina el volumen donde la abertu-
ra es cuadrada o rectangular.

Para determinar el volumen de gas que escapa de una válvula que -
presenta fuga en una posición cerrada o en una circunstancia similar -
donde no pueda determinarse una área real de apertura, se puede utili-
zar el tubo de pitot simple que puede hacerse de materiales diversos -
generalmente disponibles en una área de trabajo.

Esto requiere un niple de 2 pg. de diámetro aproximadamente 12 --
pg. de longitud, un tramo corto de tubo de 1/4 pg. y un manómetro de -
tubo de vidrio para medir el impacto de presión y convertirlo aritméti-
camente a un volumen (Fig. I-2).

Esta discusión ha señalado algunas características del gas natu--
ral para propósitos de seguridad y manejo. Esto no significa que se
haya incluido todo. Más bien se ha tratado de describir solamente una
condición para conocimiento del personal.

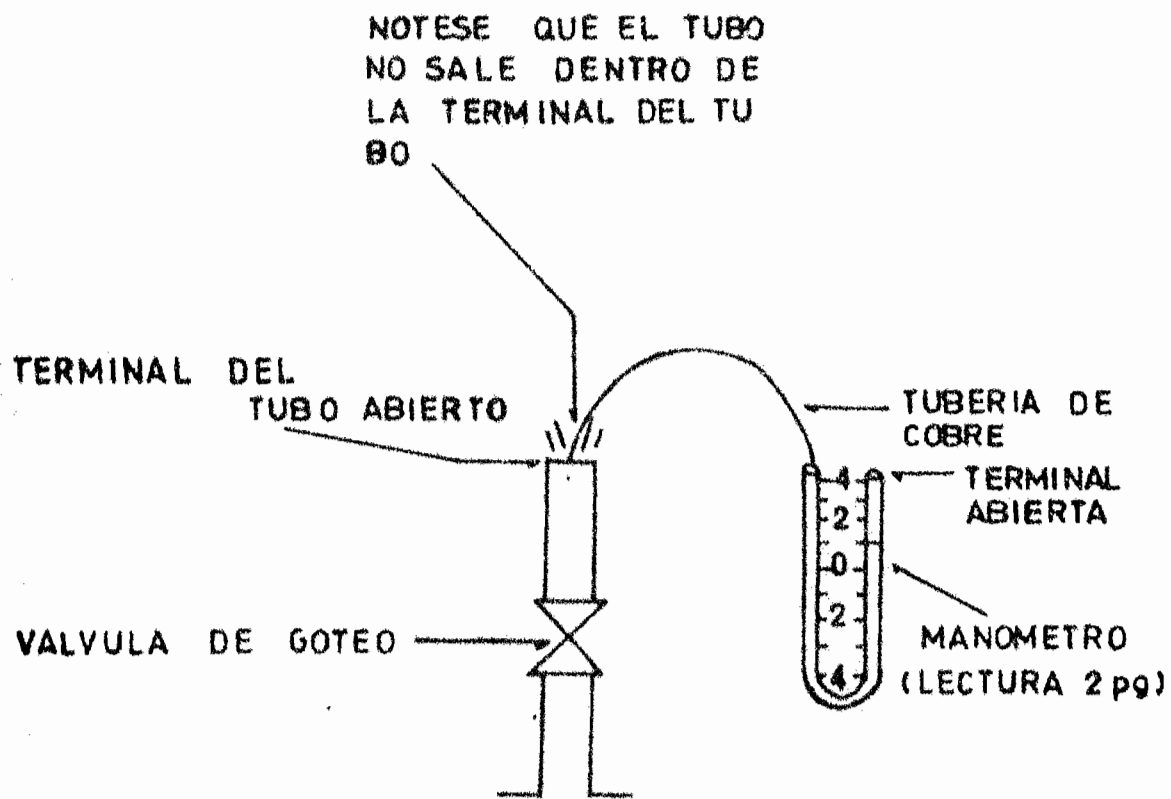


FIG. I-2 DETERMINACION DEL VOLUMEN
DE GAS FLUYENDO A TRAVES
DE UN TUBO PITOT

CAPITULO II

LIMPIEZA DEL GAS

Las técnicas de limpieza del gas y el diseño de recipientes para limpieza son tan variados como el número de compañías que los fabrican. Una fase del proceso de limpieza del gas generalmente ocurre inicialmente en el cabezal del pozo mediante colectores de condensación, filtros y sifones. Esto puede ocurrir de nuevo a lo largo del sistema de recolección antes de que el gas llegue a la planta. En la planta, el gas es limpiado antes de ponerse en contacto con las soluciones: -- TEG y MEA. Hay dos razones para esta limpieza: Primero, se necesita asegurar que el gas puede fluir desde el cabezal del pozo hasta el área de procesamiento de la manera más eficiente y práctica sin que ocurra congelamiento o reducción de la eficiencia en las líneas de recolección. Segundo, el gas debe limpiarse antes de ponerse en contacto con las soluciones de purificación para ayudar a evitar la contaminación de las soluciones y consecuentemente la contaminación y falla del sistema regenerativo en general. De esta manera, la limpieza del gas y de la solución son igualmente importantes.

La limpieza del gas es el más viejo de los procesos de acondicionamiento del gas y se ha desarrollado por etapas solamente cuando un comportamiento mejorado fue absolutamente necesario. Cada avance ha

resultado en una reducción en el tamaño y cantidad de partículas sólidas que pueden ser eliminadas de la corriente de gas.

En términos generales una línea de tubería con residuos es cualquier cosa que fluye con el gas formando una mezcla que contiene partes de 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 o dobleces hacia abajo del sistema de recolección y son desplazados corriente abajo en baches por el gas mientras se acumulan líquidos adicionales.

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

Las partículas de líquidos y sólidos, son fáciles de eliminar con colectores de condensación, trampas y depuradores de gas. (Nota: algunas autoridades distinguen entre depuradores de gas y separadores, argumentando que los separadores no utilizan medios auxiliares, aceite - por ejemplo mientras que los depuradores sí lo utilizan. Diferente a la descripción técnica, los depuradores y filtros pueden generalmente

significar lo mismo para la mayoría de los propósitos operativos), es sin embargo importante eliminar estos contaminantes conforme ellos se acumulen, ya sea por medios manuales o automáticos. Obviamente si el recipiente se llena y otro bache de líquido viene en camino, continuará en la corriente de flujo. Así los sólidos de mayor tamaño y grandes cantidades de baches de líquido son problemas. Pero pueden ser retenidos y eliminados.

Los contaminantes que presentan el mayor reto son los sólidos - - minúsculos y las partículas líquidas suspendidas y que son arrastradas por la velocidad de la corriente de gas. Estos contaminantes son denominados "partículas de materia" y los líquidos son algunas veces clasificados como "aerosoles".

La cantidad de partículas de materia en una corriente de gas generalmente es expresada como lb/MMPC. Se dice que un sistema de transmisión de gas limpio podría promediar 2 lb/MMPC, pero bajo ciertas condiciones puede ser tan alto como 300-400 lb/MMPC. En un sistema de recolección, se supone que estas cantidades varían entre estas dos cifras en cualquier momento, dependiendo del nivel del yacimiento, velocidad del gas en el pozo y en la tubería y de la experiencia anterior. Es durante estos periodos que atención extra debe darse para eliminar muchas de estas partículas submicrónicas.

A fin de establecer un concepto de tamaño de partículas la escala en micrones es utilizada (25,400 micrones es igual a 1 μ g). El ojo humano no puede ver normalmente una partícula de menos de 10 micrones de diámetro sin ser amplificada. Un promedio del pelo humano es aproximadamente de 100 micrones de diámetro. Una malla de 400 engranes permite el paso de partículas a través de ella de 37 micrones. El humo del cigarro es una dispersión densa de partículas con diámetro que varían de 1/4 a 1 micrón. La fig. II-1 es una escala que ilustra el concepto de dimensión del micrón.

Los depuradores de gas con baño de aceite y del tipo secos diseñados adecuadamente pueden eliminar partículas de materia abajo de 4 micrones. Limpiadores del tipo cartucho y de filtro pueden eliminar partículas de materia abajo de 1 micrón de diámetro. Sin embargo, la capacidad de eliminación implica un incremento proporcional en mantenimiento. Obviamente si el elemento de limpieza -ya sea adsorbente o absorbente- ha acumulado su capacidad, hay únicamente tres resultados posibles, cualquiera de ellos es desventajoso del proceso de limpieza. Primero, si ha acumulado su capacidad, entonces todo el exceso pasará al sistema corriente abajo, el cual estamos tratando de mantener limpio. Segundo el elemento de limpieza creará tal diferencial de presión que puede romperlo o sacarlo de su lugar, añadiendo su propio material a la corriente. Por último, el elemento puede llegar a estar tan impregnado de partículas de materia que disminuirá o interrumpirá totalmente

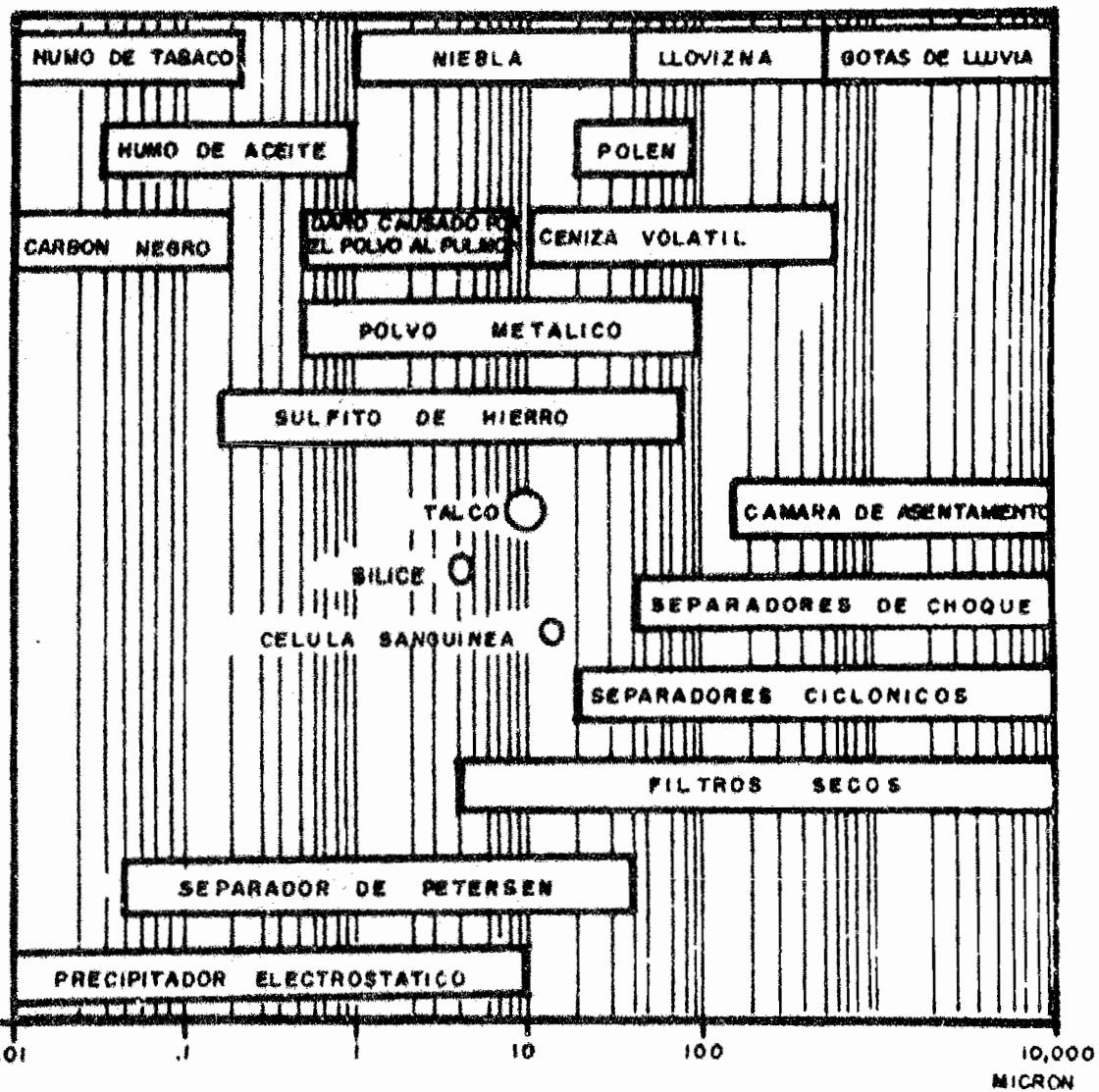


FIG. 11 PARTICULAS TIPICAS Y EQUIPO DE SEPARACION (REF. HOLM)

el flujo o proceso. Ciertamente estas tres condiciones se han encontrado, pero la primera es probablemente la que más prevalece y la más ignorada.

Hay varios métodos, ninguno de los cuales han sido demasiado exitosos, para medir la cantidad de partículas de materia fluyendo en una corriente de gas o líquido. Los discos Millipore, es el medio más común de medición. Sin embargo, este aspecto es de poca importancia - - para el proceso de acondicionamiento del gas normalmente utilizado por la industria petrolera. Pudiera ser importante para propósitos de diseño o de especificaciones, pero en las operaciones diarias de campo, tantas partículas de materia como sea posible deben ser eliminadas de la corriente de gas con el equipo instalado para tal propósito. El equipo de limpieza al que no se le haya dado el servicio de mantenimiento adecuado puede conducir a resultados totalmente opuestos a los propósitos del sistema, particularmente si se liberan baches de contaminantes en un corto período de tiempo. El sistema probablemente - - pudiera operar mejor con una cantidad constante pero menor de contaminantes que con una cantidad instantánea de este material.

Hay cerca de cinco tipos básicos de limpiadores de gas que la industria ha utilizado en varios lugares. El proceso de acondicionamiento de gas es una moda, otros utilizan todos los tipos: separadores gas-líquido, depuradores con baño de aceite, depuradores en seco,

depuradores del tipo cartucho, y filtros de polvo. En algunos casos -- el de un solo recipiente puede utilizar uno o más de estos métodos.

Para propósitos de clarificación de ciertos términos, a menudo -- utilizados, son definidos de la siguiente manera:

La adsorción ocurre cuando las partículas de materia se acumulan en las superficies, tal como en una placa desviadora.

La absorción es una acción similar a la de una esponja - filtro de cartucho.

Una unidad del tipo de coalescencia puede imaginarse como una -- pieza de metal corrugado donde el gas golpearía la superficie y los -- líquidos estampados caerían por gravedad a una zona de acumulación de líquido.

Golpeando o chocando es el proceso en el cual el gas golpea una -- substancia tal como lana de acero, separando y cambiando la dirección del flujo numerosas veces. Al hacerlo así las partículas finas de -- líquido se acumulan y descienden por gravedad al recipiente colector -- de líquidos..

La unidad más común es el separador gas-líquido generalmente de diseño cilíndrico, tanto horizontal como vertical. También es conocido como depurador en línea, depurador de entrada, depurador de etapas internas, depurador de salida. Los depuradores de este tipo son diseñados con tres funciones básicas: Ver Figs. II-2, II-3 y II-4.

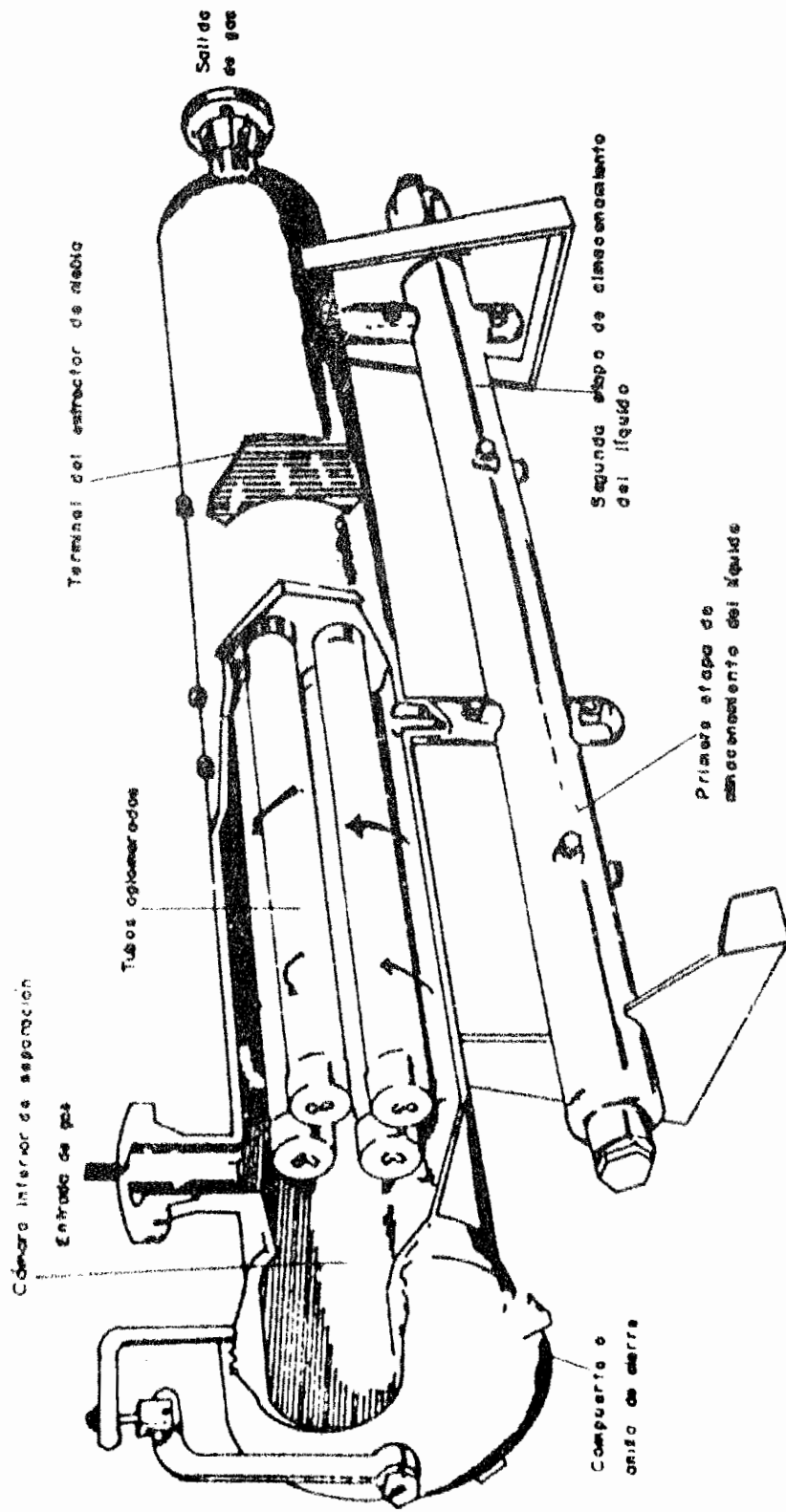
1. El área de entrada en donde el gas es separado de los contaminantes por medio de asentamiento por gravedad, centrifugación e impacto sobre superficies mojadas, y el gas se mueve a la sección del extractor de niebla.
2. Una sección de recolección de líquidos en el extremo más bajo del recipiente utilizando flujo por gravedad. Está equipado con medios para eliminar el líquido y lodo ya sea manualmente o automáticamente.
3. La sección de extracción de niebla está localizada en la porción superior del recipiente que incluye uno o más elementos de extracción de niebla que golpean, coalescen y recuperan partículas de material que escapan del área de entrada. La sección de extracción de niebla debe incluir la forma de conducir las partículas de material recuperadas adicionalmente a la sección de recolección de líquidos a través de un --

conducto o algún otro medio que evite el reentrampamiento de líquido.

Los depuradores de este tipo son los más comunes en la industria del gas. Presentan ventajas por su simplicidad de diseño y mínimos -- requerimientos operacionales y de mantenimiento.

El término extractor de niebla ha aparecido en la discusión anterior y probablemente requiere una mayor explicación. Este dispositivo y su función son partes vitales de la mayoría de los procesos de limpieza del gas. Donde el objetivo es obtener gas limpio, eliminando -- partículas finas de líquido, es una técnica de conservación. Hay diversos tipos de extractores de niebla, algunos de los cuales emplean - el principio de coalescencia acompañado por alta velocidad e impacto. Sin embargo, en la mayoría de los procesos de limpieza de gas un extractor de niebla no es más que una esponja de acero - deseablemente una - esponja de acero inoxidable - o más genéricamente lana de acero. El - material generalmente es tejido en una malla simétrica y conformado en una almohadilla de 4 a 6 pg. de espesor.

Un extractor de niebla no debe confundirse con un filtro. Su - - única función es retener por impacto y coalescer partículas de liqui-- do.



FIGI-2 SEPARADOR HORIZONTAL DE DOS TUBOS

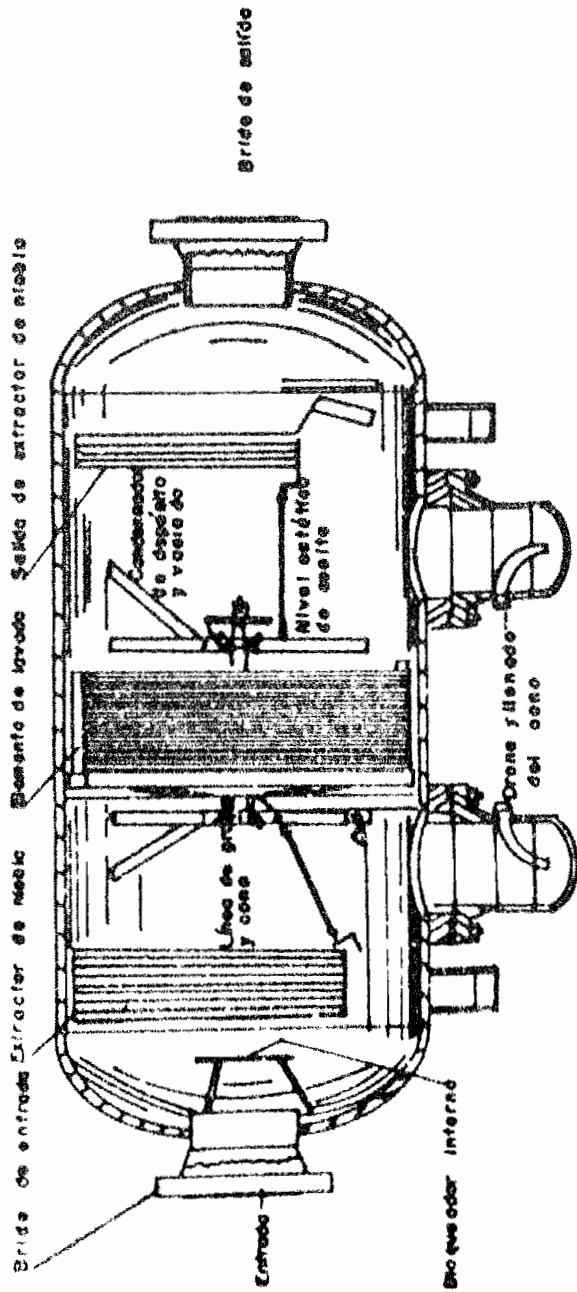
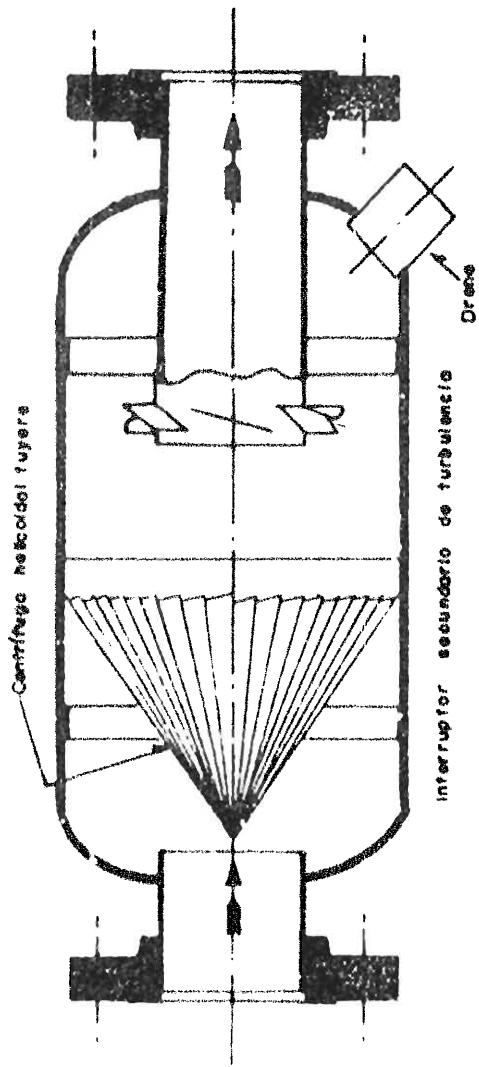


FIG II-3 SEPARADOR DEPURADOR DE GAS (MARCA KING)



Tipo RW — Eficiencia Alta — Presión Alta — Línea Purificadora

FIG. II.4 EL TIPO CENTRIFUGA RW CON LINEA PURIFICADORA DE ALTA PRESION

El aire o espacio vacío en un extractor de niebla es aproximadamente del 90 al 99% y utiliza alambres de diámetro muy pequeño en el rango de 0.003 a 0.011 μ g. La máxima eficiencia es obtenida a una velocidad de flujo de 5 a 10 pies/seg.

Esta velocidad es necesaria para impulsar al gas a golpear sobre los alambres, y como resultado coalescer en gotas que caerán por gravedad desde la almohadilla al acumulador de líquido.

Velocidades mayores invadirán la almohadilla y consecuentemente reentramparán el líquido, velocidades menores permiten que el líquido de vuelta alrededor de ésta 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. Por la misma razón, presionando un recipiente equipado con un extractor de niebla debe de llevarse a cabo a una velocidad que no dañe el dispositivo. Reconociendo que hay otros diseños de extractores de niebla, tales como los de cartucho de fibra de vidrio la aplicación más común en la Industria Petrolera en el almacenamiento de gas y en los campos de producción es el de la almohadilla reticular. En algunos casos un dispositivo llamado tubo aerotec es --

utilizando; removerá ambas partículas sólidas y líquidas tan pequeñas - como 4 micrones de diámetro. Este dispositivo simplemente incrementa la velocidad de flujo a través de una serie de pequeños tubos y radialmente cambiando la dirección del flujo.

El siguiente tipo de depurador, es del tipo baño de aceite utilizado ampliamente en todos los tipos de instalaciones donde el gas debe ser limpiado. Ver Fig. 11-5.

Hay muchos diseños diferentes bajo este principio, pero el objetivo común es causar la dispersión de partículas sólidas, para golpear - y adherirse a una superficie mojada de aceite.

La superficie continuamente está inundada con aceite, por consiguiente lavando el polvo hacia abajo en un colector donde se supone -- caen por gravedad, proporcionando así una limpieza relativa del aceite por recirculación sobre las superficies de contacto, el gas depurado - pasa entonces a través de un extractor de niebla y regresa al sistema.

Hay dos precauciones para operar este tipo de unidades. Primero el aceite debe estar limpio. Segundo se debe de mantener un nivel de aceite adecuado, un excesivo nivel inducirá a un sobre acarreo, que a su vez sobrecarga al extractor de niebla y el resultado puede bien ser que el gas esté saliendo del depurador con más contaminante que cuando entró.

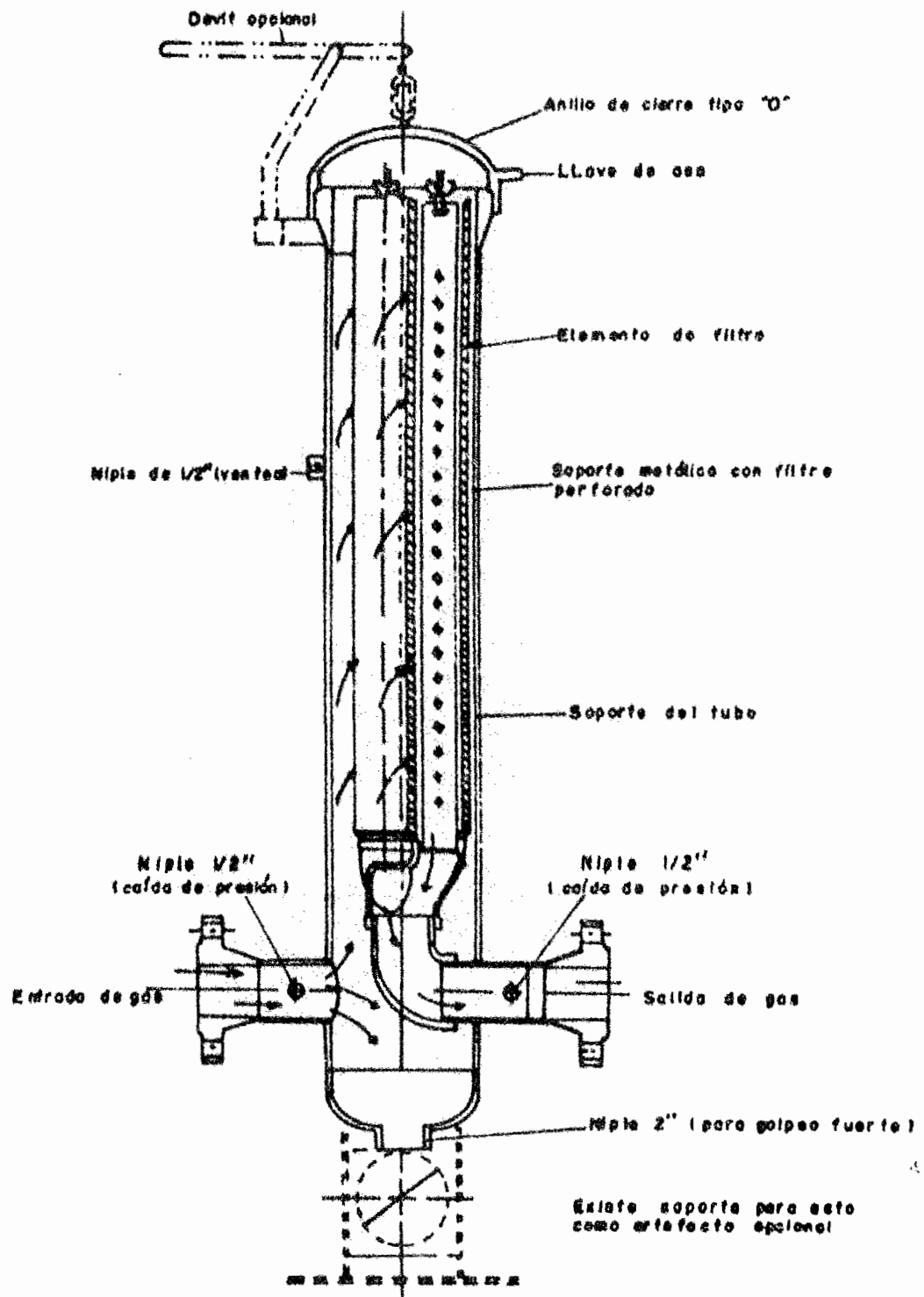


FIG. 13 FILTRO DE GAS

Los depuradores que trabajan en seco imparten altas velocidades - con una fuerza centrífuga resultante para efectuar la separación del - polvo y líquido del gas, ellos son razonablemente efectivos abajo de - partículas de materia de 4 micrones. El requerimiento de capacidad es tal que presiones diferenciales alrededor de 3 lb/pg² o ligeramente -- arriba deben de ser mantenidas. A medida de que la velocidad disminu- ye. La efectividad del proceso de separación disminuye probablemente el limpiador más efectivo en la industria del gas es del tipo cartu- - cho, introducido inicialmente hace aproximadamente 20 años. Este lim- piador emplea un arreglo en paralelo de los cartuchos y, dependiendo - del fabricante, toma configuraciones de diseño, muy diferentes la mayo- ría de los cuales en tamaños mayores son instalados horizontalmente. - Ver Figs. II-6 y II-7.

Donde los líquidos van a ser separados, coalescedores y extracto- res de niebla son parte de la unidad.

Los limpiadores tipo cartucho pueden remover partículas de mate- ria sólida abajo de 0.3 micrones, una mejora tremenda sobre las efi- - ciencias para los depuradores con baño de aceite y depuradores en seco. La solución al problema de acondicionamiento de gas en aplicaciones de campo, estas unidades requieren un mantenimiento continuo, retrolavado y reemplazamiento de los cartuchos.

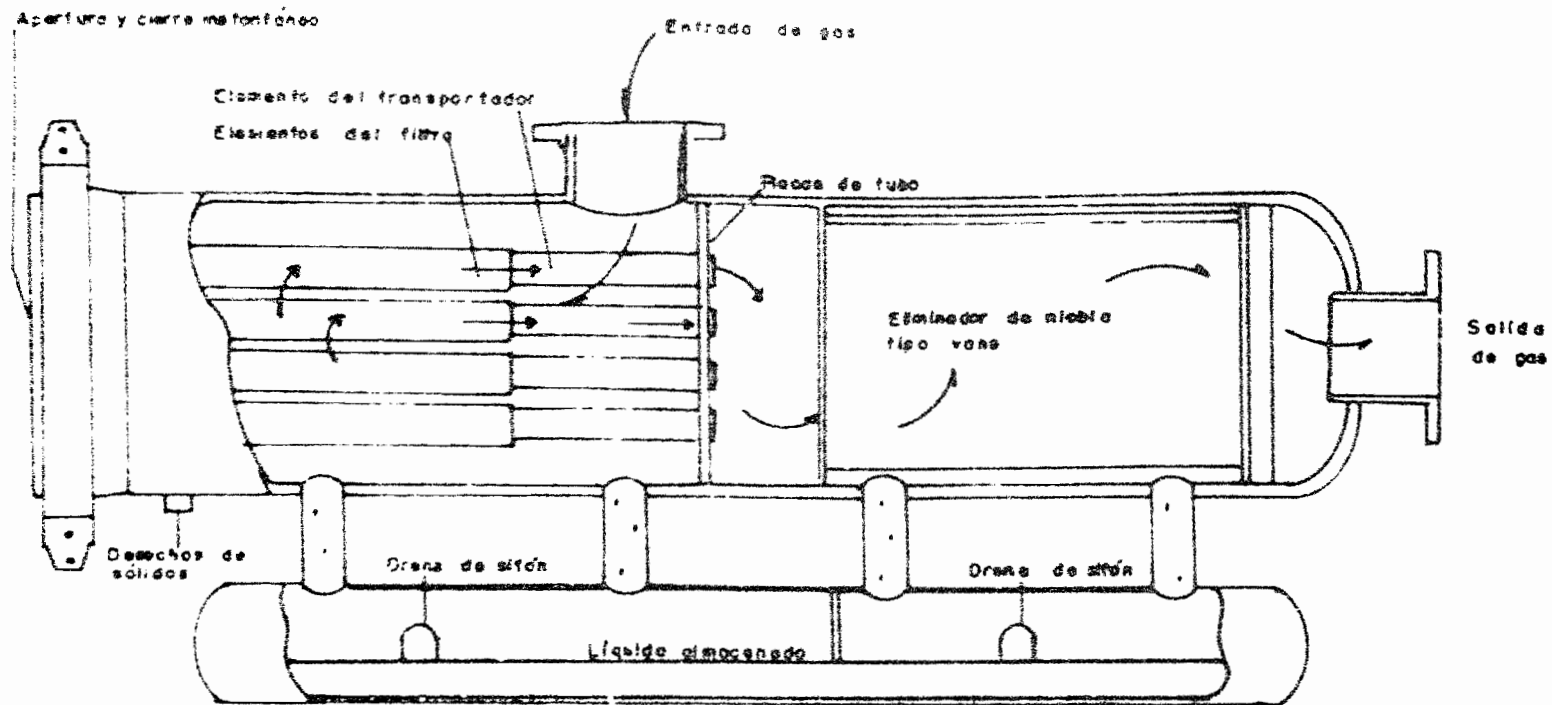


FIG. II-5 UNIDAD DE SEPARACION CON FILTRO (MARCA PECO)

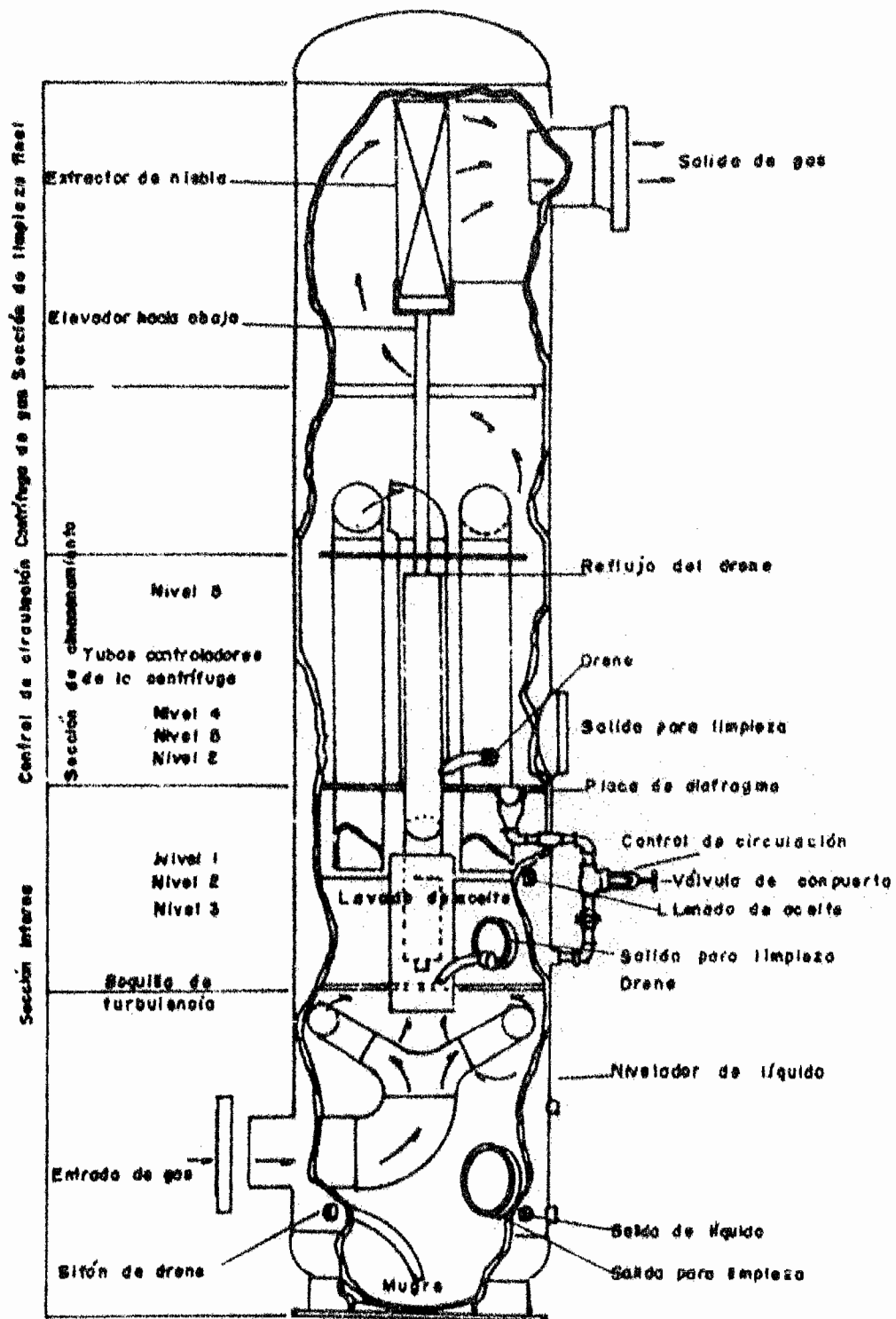


FIG. 7 PURIFICADOR DE GAS POR TURBULENCIA

Es importante no hacerse a la idea de que los filtros de tipo cartucho son una panacea. De hecho, ellos pueden ocasionar problemas -- adicionales particularmente en áreas donde los contaminantes producen un efecto de recubrimiento. Aquí, la profundidad de penetración de -- las partículas no es mayor que la del recipiente que las contiene, -- tales contaminantes pueden ser ciertos tipos de inhibidores de corro-- sión, parafinas y barnices.

Esta cuestión es discutida posteriormente en el Capítulo IV bajo el tema de Desulfurización o Endulzamiento.

Otro tipo de depurador que merece reconocimiento: es el precipitador eléctrico. 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.

Debido a los ambientalistas, se dice que este tipo de limpieza es usado hoy en día.

Es posible mantener algún futuro sobre la limpieza del gas natu-- ral.

Básicamente, induce una carga eléctrica que atrae las partículas de materia, de donde es posteriormente acumulada en un depósito.

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

Si la limpieza es importante en los sistemas principales de transmisión, es muchas veces más importante el almacenamiento y la producción del gas.

La contaminación y residuos de las soluciones y equipo en una - - planta de purificación ocurrirá, ésta disminuye, y se incrementa aproximadamente en forma proporcional a la calidad del producto que se desea purificar.

CAPITULO III

INYECCION DE ADITIVOS

La extracción de gas de un almacenamiento o pozo en producción -- frecuentemente necesita la adición de inhibidores para evitar la corrosión o la acción química en los sistemas de recolección. También algunos yacimientos de almacenamiento requieren que inhibidores sean adicionados al gas que está siendo inyectado dentro del yacimiento para protección a la profundidad del pozo, a la tubería de revestimiento, tubería de producción y formación productora. Desde un punto de vista operacional día a día, aunque la prioridad debe darse para evitar congelamiento y formación de hidratos en el sistema de recolección durante los periodos de alta demanda para asegurar un flujo ininterrumpido de gas desde la cabeza del pozo hasta la terminal; donde el flujo total puede aún ser posteriormente acondicionado por: mediante la limpieza, la deshidratación y algunas veces desulfurización. Hay varios -- agentes diferentes como el metanol, glicoles o derivados del amoniaco que pudieran ser utilizados para evitar esto.

Pero el agente que mayormente prevalece y de más éxito es el metanol.

Se dispersa bien en la corriente de gas, es fácilmente disponible en

cantidades grandes, no requiere recuperación y generalmente es el menos caro.

El contenido de agua en el gas natural será revisado posteriormente en relación con la deshidratación, pero en este punto se puede presumir que la extracción de gas de una formación geológica está saturado con vapor de agua a las presiones y temperaturas de operación.

Asimismo se puede suponer que lleva una cantidad substancial de agua libre entrampada o agua en forma condensada, (ésto no es 100% - - cierto, particularmente durante la primera parte de un ciclo de extracción de un yacimiento de almacenamiento donde el gas inyectado era - - seco).

El agua condensada se congelará a 32°F y los hidratos se formarán a las temperaturas del gas fluyendo en la tubería hasta 60 ó 70 °F dependiendo de la presión, turbulencia etc. afortunadamente, el metanol evitará que ambas cosas sucedan.

La cantidad de metanol requerida para evitar el congelamiento y la formación de hidratos puede ser derivada de las ecuaciones y datos en el *Manual de Gas para Ingenieros.

Sin embargo, la cantidad real requerida puede no ser tan grande -- como la indicada.

Una de las compañías más grandes en el transporte de gas opera -- numerosos campos de almacenamiento y producción compuestos de varios -- cientos de pozos y cerca del mismo número de millas del sistema de recolección.

Las temperaturas y presiones del gas fluyendo durante los meses -- de invierno y la estación de extracción varía desde 35 a 60 °F y de -- 100 a 1000 lb/pg².

Durante el período de inyección para el almacenamiento las presio -- nes son aproximadamente las mismas, pero las temperaturas son conside -- rablemente mayores.

Tres de los yacimientos de almacenamiento son acuíferos y la -- extracción del gas de ellos es amargo; conteniendo ácido sulfhídrico -- hasta 100 granos por cada 100 pies cúbicos.

Durante los meses de invierno, el gas en la cabeza del pozo debe -- ser acondicionado con metanol; durante la estación de inyección, duran -- te el almacenaje, los inhibidores en el fondo del pozo deben ser adi -- cionados.

Hace varios años, las compañías estaban experimentando, con resultados no satisfactorios en ambas áreas; estuvieron ocurriendo descongelamientos durante el invierno y el inhibidor no estaba dispersando - - adecuadamente en el fondo del pozo durante el ciclo de almacenaje.

Ambos problemas fueron directamente atribuibles al sistema de - - inyección del tipo por gravedad, que se estaba utilizando.

Consistía de un tanque de capacidad fabricado de tubería con capas soldadas, un vidrio ligero y un conjunto de válvulas para mantener igualada la presión a través del aditivo químico y para regular su - - entrada dentro de la corriente de gas fluyendo.

La inyección en su mayor parte fue esporádica, ya sea amortiguando el aditivo en un corto tiempo o dejando de alimentarlo totalmente. La solución era obvia. El metanol y el inhibidor tenían que ser agregados al gas a ritmos consistentemente uniformes.

El problema fue corregido reemplazando todas las unidades del - - tipo de gravedad con una bomba de inyección química accionada neumáticamente.

La siguiente fase es determinar exactamente cuanto metanol se - - requería en cada cabezal para evitar el bloqueo.

Mediante el uso de las ecuaciones anotadas inicialmente en este trabajo; se derivó que de 2 a 3 GAL/MMPC serían necesarios, dependiendo de la localización en particular.

El programa se inició mediante la inyección de la cantidad máxima de metanol indicada como se requería. Pero por interés económico, esa cantidad fue gradualmente reducida a un punto donde el descongelamiento se presentó y entonces ligeramente se incrementó.

En el análisis final se encontró que aproximadamente 1 GAL/MMPC de metanol inyectado en la cabeza del pozo a un ritmo constante evitaría el congelamiento y la formación de hidratos en el sistema de recolección, los acuíferos y los campos con un contenido de agua mayor -- requirieron aproximadamente de 1.25 galones.

La prueba de esta conclusión fue continua, la operación ininterrumpida sin hielo o bloqueo por hidratos desde ese tiempo.

La adición del inhibidor durante los meses de verano fue igualmente efectiva.

Hubo otros beneficios obtenidos de este programa, principalmente económicos. El personal de campo podía operar sobre bases regularmente planeadas, más que hacer viajes al azar para mantenimiento a los --

sitios de inyección de aditivos. Puede preverse los requerimientos exactos de metanol antes de efectuar la extracción y el inventario podría ser renovado. El metanol como otros productos es menos caro por unidad de volumen, si se compra en grandes cantidades, y esto se refleja favorablemente en el presupuesto de operación. Otro beneficio implícito es la liberación parcial de ansiedad que cada operador experimenta durante los meses más fríos.

Este método no debe interpretarse como una recomendación que cuando se utilice una bomba de inyección química, 1 GAL/MMPC de metanol sea la cantidad correcta para evitar el cese al flujo. Más bien es una sugerencia en que cada compañía debe efectuar un tipo similar de evaluación para determinar sus requerimientos específicos 1 GAL/MMPC pudiera ser un buen dato para empezar.

Obviamente, los pozos individuales no producen volúmenes iguales de gas. Consecuentemente algunos pozos requieren mayores cantidades de metanol que otros. Cuando se hacen mediciones en el cabezal del pozo, como es lo usual en campos en producción, no hay problema en correlacionar el metanol a la producción en MMPC de gas. Pero los pozos de almacenamiento no siempre son medidos individualmente y su producción diaria variará con los niveles del yacimiento, ritmo de demanda total en el yacimiento, permeabilidad de la formación y probablemente muchas otras consideraciones. Si un volumen de extracción no puede

de alguna manera establecerse, para un pozo en particular mediante la instalación de un medidor temporal, la información puede obtenerse de pruebas de descarga con flujo abierto y medida de la contrapresión en el pozo. El personal técnico de producción o almacenamiento puede proporcionar esa información.

Hay una variedad de fabricantes de bombas de inyección química - para aplicaciones de este tipo y cualquiera puede ser igualmente satisfactoria como la otra. Por comparación con otros tipos de equipo normalmente requeridos para una operación de producción, el costo de una bomba de inyección pudiera ser insignificante y una evaluación del servicio pudiera hacerse de varias maneras diferentes. Al seleccionar una bomba en particular, considérese la disponibilidad de la unidad y refacciones, costo, comportamiento observado, consumo de gas y frecuencia de reparación. Cualquier bomba que utilice bronce o cobre debe ser evitada, particularmente si va a ser usada en aplicaciones de gas amargo. De hecho cualquier componente, accesorio, tubería, etc. que contenga bronce o cobre debe ser evitado si su aplicación va a ser en mercurio o un ambiente de ácido sulfhídrico y aún más si es un dispositivo a presión. Cualquier componente Hg o H₂S causará una ruptura física del metal y el resultado es muy parecido al esfuerzo por corrosión. Independientemente de la selección final la bomba trabajará satisfactoriamente en ciertas localidades mientras en otras --

habrá problemas. esto es inevitable, es como el síndrome Ford - Chevrolet: asignar un vehículo Ford a un empleado que prefiere Chevrolet el resultado es desastrozo y viceversa.

Todas estas bombas de inyección son del tipo de desplazamiento -- positivo lo que significa que ellas bombearán la cantidad de inhibidor por embolada independientemente de que el sistema esté operando a 10 ó 1000 lb/pg².

La velocidad a la que cualquier bomba trabaja es regulada por -- ajuste mecánico. La velocidad puede medirse realmente bombeando en la atmósfera por un corto tiempo y midiendo con un recipiente. La Fig. - III-1 es una aproximación razonable para convertir gotas/minuto a -- galones/día.

La instalación y juego de válvulas para estas bombas es muy crítico por dos importantes razones. Primero el gas motriz (gas para accionar la bomba) saturado de agua y utilizado como medio de operación de la bomba no puede permitirse que se congele a causa de la reducción de presión requerida para operar la bomba. Segundo, se necesita asegurarse de que el metanol este de hecho entrando a la corriente de gas - principal y no está siendo entrampado totalmente en el suministro de - energía a la bomba. Idealmente el gas motriz contendrá suficiente --

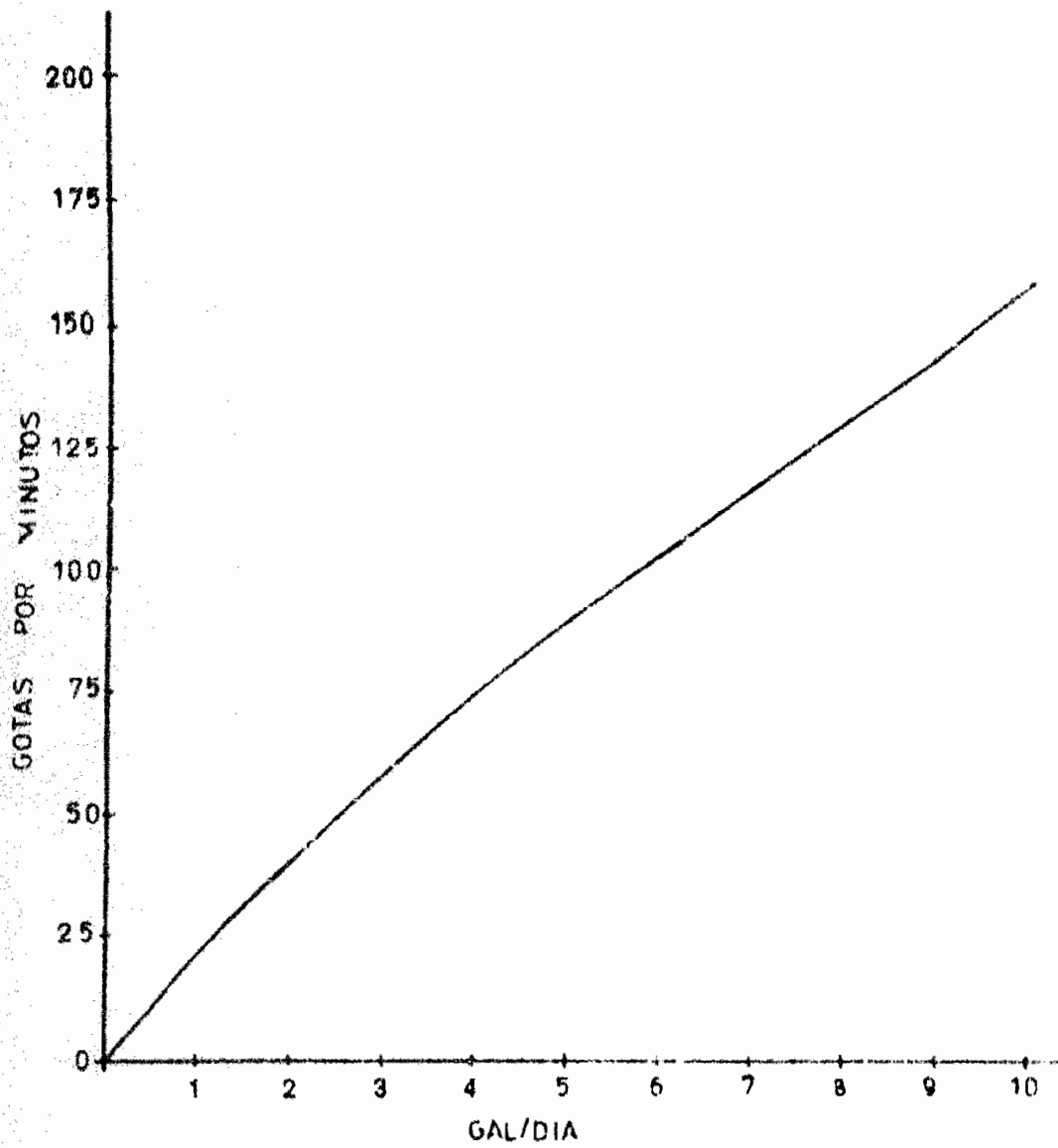


FIG. III-1 GRAFICA DE CONVERSION GALONES POR DIA A GOTAS POR MINUTO

metanol absorbido para evitar el congelamiento mientras se permite que la mayor cantidad entre a la corriente principal. De pruebas de ensayo y error se concluyó que el suministro total de metanol debe ser -- dirigido hacia dentro del extremo de una T instalada verticalmente, y la energía de la bomba o gas de operación sea tomada de la parte lateral de la T. El truco es simplemente que la T funcione como una válvula mezcladora. Con ritmos de inyección de 1-5 GAL/DIA. Cualquier T -- mayor de 1 pg. no proporciona suficiente metanol al gas motriz para -- evitar congelamiento, y T's menores absorben demasiado metanol en el -- gas motriz. Ciertamente donde grandes cantidades de metanol deben ser inyectadas dentro de un pozo que produce grandes volúmenes de gas, los componentes del sistema deben de ser proporcionalmente incrementados -- en tamaño: tanque de almacenamiento, juego de válvulas y válvula mezcladora T. Esto requerirá de alguna experimentación.

La Fig. III-2 es un esquema de la disposición de válvulas recomendado y la instalación total para un sistema típico de inyección de metanol utilizando un tipo de bomba. También trabaja bien con bombas de otros fabricantes. Un detalle de principal importancia es el disco de ruptura localizado en la tubería de descarga de la bomba. Como se -- indicó al principio éstas son bombas de desplazamiento positivo (algunas veces llamadas bombas de émbolo) y a ellas no las afecta ningún -- incremento en la presión de descarga. Consecuentemente, si se bombea

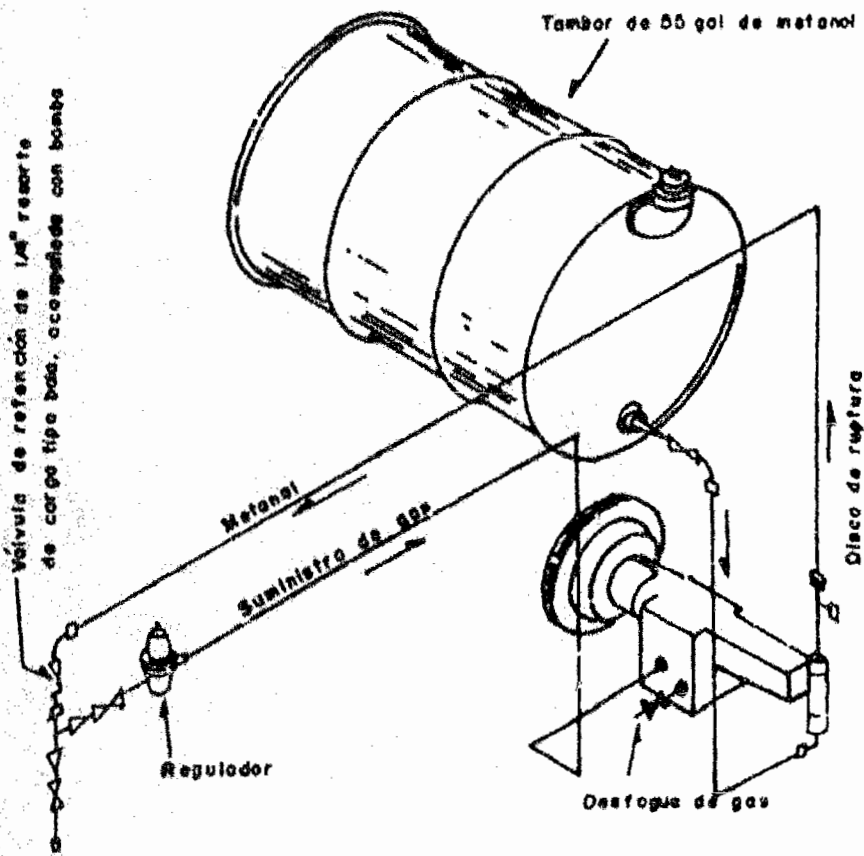


FIG. II-2 INSTALACION TÍPICA DEL METANOL

inadvertidamente con una válvula o el sistema cerrado, el resultado -- podría ser catastrófico sin la ruptura del disco. Los discos en la -- figura son de 1/4 de pg. y pueden obtenerse de cualquier proveedor. - Ellos son como los utilizados en compresores con sistemas de lubrica-- ción a alta presión.

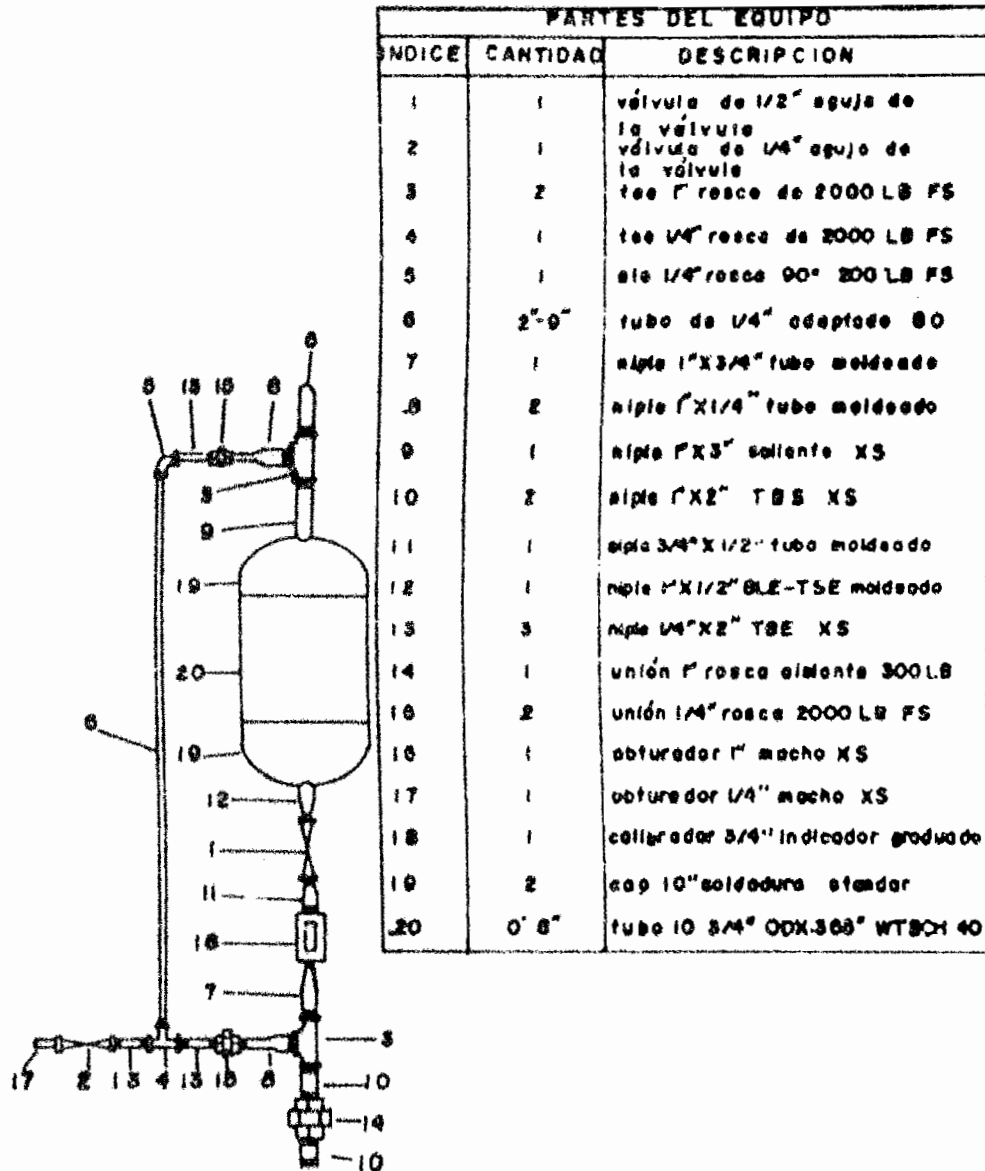
La distribución de válvulas en la figura es solamente para la -- inyección de metanol donde tales bombas son instaladas se utilizan tam-- bién para la inyección de otra clase de inhibidores. La potencia de - la bomba debe ser ajustada mediante el suministro de gas corriente - - arriba del punto de inyección del inhibidor. De otra manera, una par-- te del aditivo químico en particular será absorbido por el gas motriz. Mientras esto se intenta para el metanol, otros compuestos pueden ten-- der a causar un mal funcionamiento operacional de la bomba y obstruir - el regulador. Recuerde simplemente que cuando se agrega metanol, el - suministro de energía es desde el punto de inyección, pero cuando se - añaden otros inhibidores el suministro es desde un punto corriente - - arriba al punto de inyección.

En lugares en donde se tiene algún dispositivo de medición, la -- inyección de aditivos puede lograrse a un gasto proporcional al flujo eliminando por consiguiente cualquier ajuste manual. En años pasados, el metanol había sido un producto relativamente barato, y no parecía - garantizar un sistema de inyección más sofisticado y complejo. Sin --

embargo, donde un sistema de inyección de metanol se haya contemplado, al menos explore la posibilidad de un sistema de inyección proporcional al flujo, considerando los costos de operación y costos del metanol. Esto requerirá instrumentación adicional.

Sin duda, los sistemas con bombas son más efectivos y eficientes que los sistemas del tipo por gravedad, pero muchos de estos últimos son aún utilizados y donde la continuidad del flujo no es crítica o donde hay tan pocas instalaciones requeridas que las funciones operacionales son mínimas, el sistema por gravedad puede ser utilizado satisfactoriamente. Ellos tienen una ventaja: la ausencia completa de cualquier trabajo inicial o movimiento de maquinaria. La Fig. III-3 es un esquema de tal dispositivo capaz de mantener cerca de 5 galones de líquido. El llenado del recipiente se lleva a cabo cerrando una válvula debajo del niple (10), cerrando la válvula (1) y venteando la presión atrapada a través de otra válvula (2). Entonces se quita el tapón (16) y se llena.

Para poner la unidad en servicio, coloque el tapón, cierre la válvula (2) y abra la válvula debajo del niple. La válvula conectada al niple es normalmente de 1 ó 2 pg. válvula que es realmente parte del cabezal o árbol de navidad. Gradualmente abra la válvula (1) y ajuste a las gotas por minuto requeridas observadas a través de la mi-



PARTES DEL EQUIPO		
INDICE	CANTIDAD	DESCRIPCION
1	1	válvula de 1/2" aguja de la válvula
2	1	válvula de 1/4" aguja de la válvula
3	2	tee 1" rosca de 2000 LB FS
4	1	tee 1/4" rosca de 2000 LB FS
5	1	elc 1/4" rosca 90° 200 LB FS
6	2'-0"	tubo de 1/4" adaptado 80
7	1	niple 1" X 3/4" tubo moldeado
8	2	niple 1" X 1/4" tubo moldeado
9	1	niple 1" X 3" saliente XS
10	2	niple 1" X 2" TBS XS
11	1	niple 3/4" X 1/2" tubo moldeado
12	1	niple 1" X 1/2" BLE-TSE moldeado
13	3	niple 1/4" X 2" TSE XS
14	1	unión 1" rosca elemento 300LB
15	2	unión 1/4" rosca 2000 LB FS
16	1	obturador 1" macho XS
17	1	obturador 1/4" macho XS
18	1	collarador 3/4" indicador graduado
19	2	cap 10" soldadura standar
20	0' 8"	tubo 10 3/4" ODX-368" WT8CH 40

FIG. II-3 UNIDAD DE INYECCION DEL METANOL

rilla de medición (18). El desviar el paso es para mantener una presión igualada a través del yacimiento a fin de que el ritmo de inyección permanezca proporcional a la carga de líquido en el recipiente. - La unidad debe ser adecuadamente flejada y soportada, pero esto no se muestra debido a que la técnica debe ser compatible con las otras instalaciones asociadas.

Observe que los pozos no producen los mismos volúmenes excepto en pocos casos. Esto puede ser resultado del tipo de yacimiento o puede deberse a los componentes mecánicos instalados. En cualquier caso, la inyección de metanol puede simplificarse enormemente preparando un plan de inyección basado en el ritmo de extracción y el número de pozos en servicio. El plan puesto al corriente en el boletín de trabajo de la localidad, con un vistazo, el operador justamente viniendo de la operación puede decir exactamente que cantidades de metanol se requieren.

Aún a pesar de las precauciones más caras y elaboradas, ocasionalmente habrá un congelamiento. Cuando esto suceda a menudo se desata un efecto en cascada y los congelamientos pueden comenzar por todo el sistema de recolección. Planes de contingencia deben ser hechos y ejecutados rápidamente en el caso de un congelamiento debido al daño que puede ocasionarse al yacimiento en ciertas clases de campos con almacenamiento de gas.

Los ingenieros de yacimientos dicen que la vida de un campo de almacenamiento está basada en parte en la descarga proporcional de cada pozo en el campo. Esta consideración es más importante a un cierto acuífero que a otros yacimientos. Consecuentemente donde el congelamiento de un pozo dado en un campo está relacionado a cerca del ritmo máximo de demanda en el yacimiento, significa que los otros pozos deben sobreproducir para compensar el déficit. Al hacerlo así, los últimos pozos producirán mayores cantidades de agua la cual a su vez desencadena una mayor posibilidad de bloqueo de hidratos en el sistema de recolección. Esto también hace que tales pozos desaguen más rápido a través de la formación y sufran una muerte temporal. De esta manera, la importancia de un programa planeado para la inyección de metanol y un mantenimiento de bombeo continuo y programa operativo, no puede ser sobre estimado como la última medida preventiva.

Hay otra fuente de bloqueo en algunos sistemas de recolección que son diseñados por líneas de tubería con llave de purga y algunos también con separadores gas-líquido en el cabezal del pozo. Estos pueden ser muy efectivos si son instalados en el lugar propio y son mantenidos adecuadamente. Sin embargo, agua libre se acumulará en ellos y aún si son equipados con válvulas automáticas y controles de nivel de líquido (LLC) están sujetas a congelamiento. Un método que ayuda a evitar que eso suceda, es cargar con anticipación el sistema acumula-

dor con metanol. La Fig. III-4 la cual denota el punto de congelamiento del agua en solución con metanol, puede utilizarse para determinar la cantidad de metanol requerido para precargar estos sistemas.

Otra fuente de acumulación de agua está en las cavidades del cuerpo de ciertos tipos de válvulas y estas también pueden ser precargadas con metanol como una medida preventiva adicional.

El metanol como cualquier otro aditivo químico, es seguro si se maneja adecuadamente y es no-corrosivo excepto para el plomo y el aluminio y aleaciones de cada uno de ellos. Es tóxico y debe evitarse -- inhalar los vapores, evitar contacto prolongado con la piel y sobre todo ingerirlo. Es flamable, tiene una temperatura de ignición relativamente baja (878°F) y debe ser almacenado como un material peligroso.

Los empleados designados a manejar metanol deben tener conocimiento y darse cuenta del contenido en la hoja de datos SC-22 de Seguridad Química, disponible con Manufacturing Chemists Association Inc, 1825 - Connecticut Ave. NW, Washington, D.C. 20009.

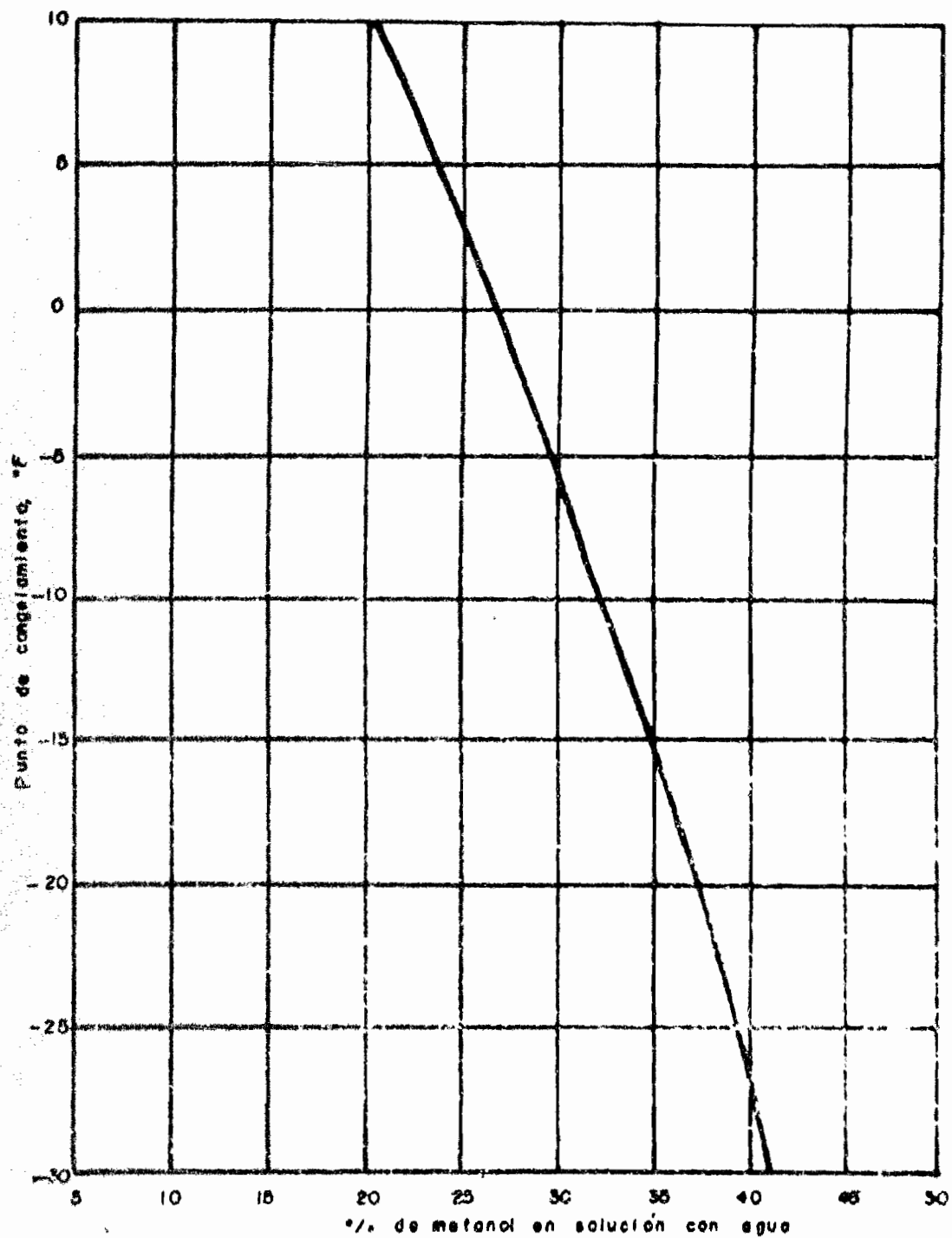


FIG. III-4 PUNTO DE CONGELAMIENTO DEL AGUA EN SOLUCION CON METANOL

CAPITULO IV

DESULFURIZACION DEL GAS

En todos los contratos de compra y venta de gas convienen 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 pies cúbicos. Es por esta razón que las instalaciones de desulfurización son instaladas y operadas en almacenamientos subterráneos y campos en producción que contienen ciertas cantidades de H_2S . El gas natural que contiene estas cantidades de azufre es llamado gas amargo. El gas del azufre que está presente es conocido como gas ácido, como lo es el (CO_2). Esta referencia al azufre total no es de gran importancia excepto que incluya H_2S . Los otros derivados del azufre que normalmente existen en el gas natural típico son generalmente de tal proporción o trazas que son completamente insignificantes, un grano equivale en peso a 0.06 granos.

Realmente las cantidades de azufre con las cuales la mayoría de los depósitos de almacenamiento son contaminados, probablemente un máximo de 75-150 granos/100 pie³ son relativamente pequeños, en comparación con algunos suministros de gas contaminados con H_2S . No obstante ésto es mucho mayor de lo que puede ser vendido. El contenido de H_2S a la entrada del gas en las plantas desulfurizadoras probablemente raramente excederá de 40 a 100 granos por cada 100 pie³ de gas. Entonces para

dar alguna perspectiva de la cantidad de azufre que debe ser extraída considere que 7000 granos de ácido sulfhídrico es igual a 1 lb masa. - Por consiguiente $40/7000$ es 0.0057 lb. Se ha mostrado que 100 pies cúbicos de gas natural pesan cerca de 4.7 lb, y 0.0057 lb dividido por 4.7 es igual a 0.0012, o que un gas que contiene 40 granos /100 pie³ es aproximadamente de 0.12 % de azufre.

Los requerimientos de contrato de 1 grano/100 pie³ es de $1/7000$ ó 0.00014 de 1 lb y $0.00014/4.7$ es igual a 0.000030. Dicho de otra forma el producto final no puede contener más de 0.003% de H₂S.

Todo esto es simplemente para enfatizar que el proceso de purificación de eliminación de azufre debe ser preciso, debido a que el producto inicial que contiene solamente cantidades fraccionales de éste, debe aún ser reducido de 40 a 100 veces.

La presencia de azufre en el gas fácilmente puede ser determinada exponiendo un papel filtro saturado con una solución de acetato de plomo al 5% para una muestra de gas proveniente de un escape de vapor si el papel se torna amarillo o tiende hacia amarillo o gris el gas contiene azufre. Esto es cualitativo, es decir, muestra que el azufre está presente pero no muestra cuanto. La comprobación para determinar

la cantidad es mucho más difícil de llevarse a cabo. Una prueba cuantitativa es la de tutweiler usando una solución de yodo. Estas son una rutina de las operaciones de campo, mientras las pruebas cuantitativas por trituración pueden ser responsabilidad del laboratorio o personal técnico. Sin embargo mucha gente operativa experimentada a través de la repetición ha aprendido a detectar la prueba del acetato de plomo y consecuentemente llegar a una aproximación muy cercana de la cantidad de azufre presente.

Entre otros dispositivos disponibles para la prueba del azufre -- están los tubos indicadores colorimétricos, calibrados con celdas fotoeléctricas (esto es justamente una prueba de acetato de plomo más sofisticada), el detector de compuestos de azufre fotométrico mediante flamas - básicamente una *prueba cromatográfica - y probablemente varios otros.

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 equipo las referencias cuantitativas generalmente son en ppm. La Fig. IV-1 ayudará a convertir granos/100 pie³ a ppm y viceversa para ambos gas y aire. Por ejemplo, 40 granos/100 pie³ es igual a 740 ppm en aire y 1240 ppm en gas natural de 0.60 de densidad específica.

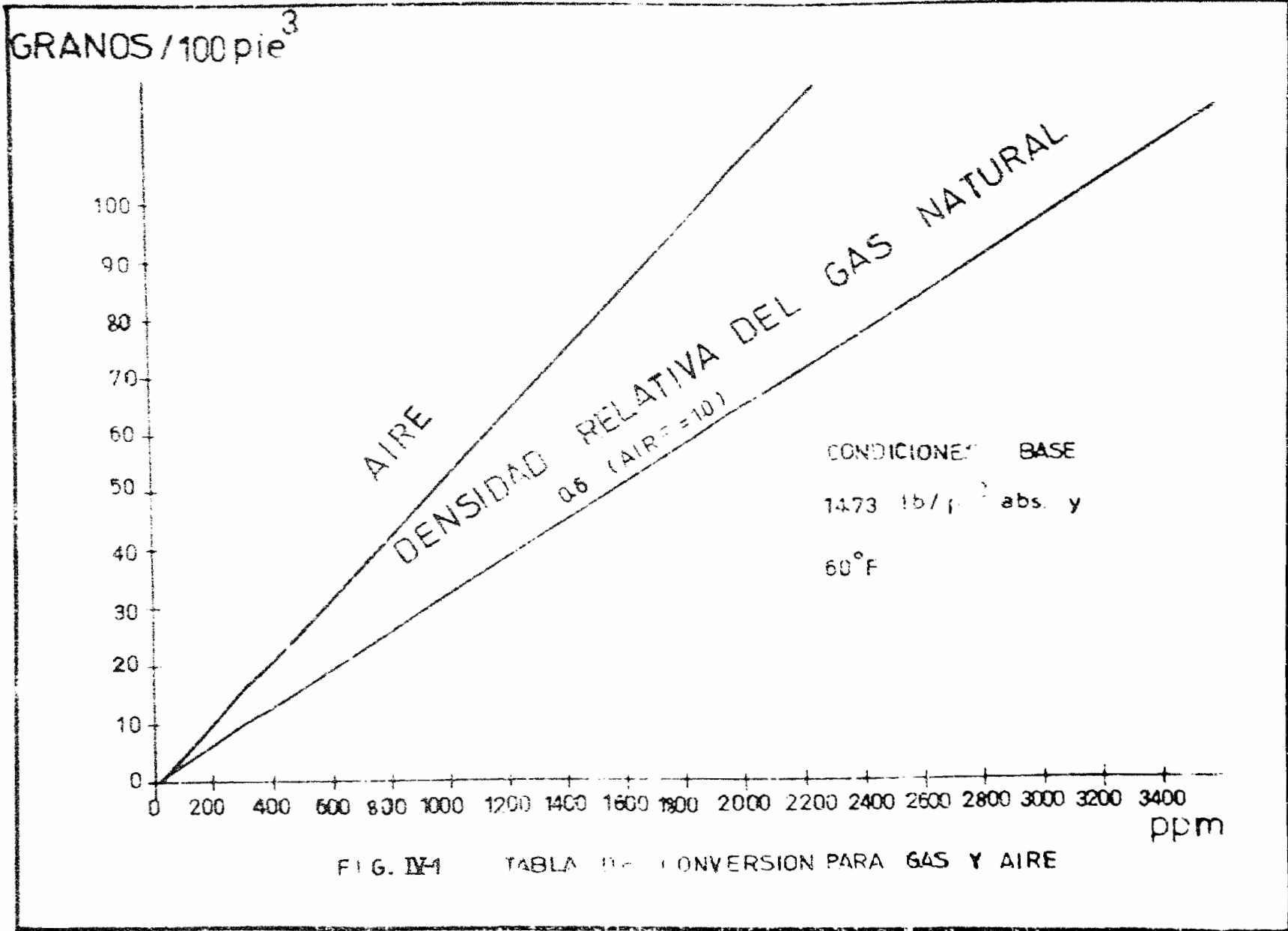


FIG. IV-1 TABLA DE CONVERSION PARA GAS Y AIRE

las razones para eliminar el H_2S del gas son numerosas, pero entre las más importantes están:

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. Por ejemplo se supone que el H_2S no es corrosivo en el acero inoxidable. Aunque esto no es completamente cierto, es aceptable para consideraciones generales. El bronce y aleaciones de bronce son altamente susceptibles a la corrosión del H_2S y no deben ser expuestos de ninguna manera al gas con contenido de H_2S .
2. Es altamente tóxico.
3. El H_2S forma SO_2 en combustión, el cual es también altamente tóxico y corrosivo (los depósitos sólidos algunas veces observados alrededor de las salidas del quemador probablemente contengan grandes cantidades de SO_2).
4. Tanto el H_2S como el SO_2 emiten un olor desagradable parecido al de los huevos podridos o al de un cerillo encendido.

El endulzamiento del gas o remoción del H_2S del gas amargo puede efectuarse de diferentes maneras. Este puede removerse con una simple operación como un simple lavado con agua. En ciertos casos esto puede ser económico y prácticamente factible pero el método no es ampliamente utilizado.

Otro método de remover el H_2S y que deja el CO_2 en el gas es el denominado proceso de la esponja de hierro. La desventaja de éste es que es una función tipo bache y no es fácilmente adoptado a ciclos de operación continua. El proceso de la esponja de hierro es simplemente el paso del gas amargo a través de una cama de viruta de madera que -- han sido impregnados con óxido de hierro con un hidratado especial que tiene una alta afinidad por el H_2S . La regeneración de la cama incurre en excesivo mantenimiento y costos de operación haciendo este método inconsistente con un programa de operación eficiente. Si existieran algunas ventajas reales en utilizar este proceso, es el hecho de que el CO_2 permanece en el gas, reduciendo por consiguiente el factor de encogimiento, el cual pudiera ser significativo para muy grandes -- volúmenes con alto contenido de CO_2 . Un contenido promedio de CO_2 en una compañía antes de la desulfurización por MEA es cerca de 1% y los volúmenes procesados a un máximo son cerca de 3500 MMPC anualmente. -- El uno por ciento de este volumen es aproximadamente de 35000 MPC. --

Aún a 2 dólares por cada MPC esto suma 70000 dls. anualmente en costo por encogimiento. Ver Tabla IV-1.

Esto no igualaría los costos adicionales de operar con esponja de hierro en aquellos lugares. Ahora si el contenido de CO₂ fuera del 10 al 15% y el gas estuviera aún a un valor de 1000 BTU con el CO₂ en él, el resultado probablemente garantizaría al menos una investigación - - posterior.

Esto es únicamente para reconocer que hay otros métodos de remover el H₂S. La mayoría de las compañías no obstante, utilizan el proceso de aminas, es decir, una solución del 15 al 20% en peso de MEA en agua. Una investigación reciente (1980) efectuada por una firma de -- ingeniería internacional concluyó que tres cuartas partes de todas las instalaciones de desulfurización del gas en Norteamérica utilizaban - el proceso MEA o el DEA. Hay aún algunas plantas diseñadas para utilizar TEG y DEA en solución para deshidratación y desulfurización simultánea.

El MEA es el medio preferido más que el DEA debido a que establece un ritmo de circulación de la solución más pequeño, aunque tiene -- una presión de vapor más alta con el riesgo de mayores pérdidas de - -

TABLA IV-1
TOXIDAD DEL ACIDO SULFIDRICO PARA LOS HOMBRES

Hr S	0-2 MIN	2-15 MIN	15-30 MIN	10 Min- 1 Hr	1-4 Hr	4-8 Hr	8-48 Hr
0.005 0.010 50-100 ppm				Conjuntivitis ligera; - irritación en el siste- ma respiratorio.			
0.010 0.015 100-150 ppm		Tos; irritación de los ojos; -- pérdida del sen- tido del olfato.	Alteración en la respiración; do- lor en los ojos, insomnio.	Irritación de la gar- ganta.	Arroja saliva y mu- cosidad; dolor agu- do en los ojos; tos.	Se incremen- tan los sínto- mas.	Hemorragia y muerte.
0.015 0.020 150-200 ppm		Pérdida del sen- tido del olfato.	Irritación de -- garganta-ojos.	Irritación de garganta- ojos.	Dificultad para res- pirar; vista borro- sa; falta de visibi- lidad.	Efectos se--- rios de irri- tación.	Hemorragia y muerte.
0.025 0.035 250-350 ppm		Irritación de - los ojos; pérdi- da del sentido del olfato.	Irritación de -- ojos.	Dolor para la secre- ción de lágrimas, y de terrores de éste.	Falta de visibili- dad; catarro nasa- l; dolor en los ojos;- dificultad para res- pirar, conjuntivi- tis.	Hemorragia y muerte.	
0.035 0.15 350-450 ppm		Irritación de - los ojos; pérdi- da del sentido del olfato.	Dificultad para respirar; tos; - irritación de -- los ojos.	Incremento en la irri- tación de los ojos y - en el sistema nasa- l; - intenso dolor en la -- cabeza; y aumento en - éste; falta de visibi- lidad.	Pérdida de peso; -- incremento en la -- irritación; muerte.	Muerte.	
0.050 0.000 500-600 ppm	Tos; colapso e insensibilidad.	Alteración res- piratoria; irri- tación de los - ojos; colapso.	Sería irritación de los ojos; fal- ta de visibili- dad; palpitación del corazón; en pocos casos la - muerte.	Severo dolor en los -- ojos y la cabeza; debi- lidad; triplicación de las extremidades; gran desvanecimiento y - muerte.			
0.060 0.070 0.080 0.10 0.15 600-1,500 ppm	Colapso; insen- sibilidad; - - muerte.	Colapso; insen- sibilidad, - - muerte.					

* Datos de seguridad a partir de experimentos en perros los cuales tienen una susceptibilidad similar a los hombres.

aditivos químicos. El aspecto negativo de una planta MEA es que está sujeta a problemas de corrosión costosas, sufre altas pérdidas de solución costosas debidas a vaporización y elimina el CO₂ que pudiera mejor permanecer en el gas.

La planta MEA y sus instalaciones son muy parecidas a un sistema de deshidratación.

Las diferencias principales son que el contactor contiene muchas más secciones de charolas, rutinariamente conocidas como charolas de copa de burbuja. Sin embargo, algunos contactores MEA utilizan una charola de tipo válvula, cuya función es idéntica a la de copa de burbuja pero trabaja mejor que una de diseño estacionario. No es raro tener 20 ó más contactores de charolas.

Los sistemas MEA más eficientes incluyen un reclamador de corriente lateral y normalmente un filtrado más sofisticado y aplicación de intercambiadores de calor que lo que hace un sistema de deshidratación TEG. Las temperaturas de operación son totalmente diferentes, y el reflejo y aún la columna son mayores y más complejas.

La operación de una planta de aminas incluye todas las precauciones observadas para una instalación de deshidratación. Existen sin

embargo muchas consideraciones adicionales, más críticas y demandan -- una mayor atención a los promedios diarios de operación y mantenimiento. Todos los problemas encontrados en las operaciones de deshidratación son de consecuencias mucho más graves cuando ocurren en el sistema de aminas, es decir, la espuma, corrosión, carga de solución, fallas en los intercambiadores de calor, pérdida de solución, filtrado pobre de la solución, contaminación del gas de entrada y arranque de la planta para nombrar solo unos cuantos. Areas de problemas adicionales en la operación de una planta de aminas son las características de la -- alta presión de vapor de la amina y el resultante punto de ebullición, particularmente en presencia de agua. La carga de solución es crítica y los resultados son calor excesivo de reacción en el contactor y presiones de vapor excesivas aún en la columna y en el sistema regenerativo. Los problemas de corrosión normales son además alentados o intensificados por la susceptibilidad a ésta. El congelamiento de dispositivos auxiliares ocurre y puede crear tremendos problemas, uno de los cuales es también la pérdida de solución.

Las pérdidas teóricas de MEA están en el rango de 1.33 lb/MMPC -- procesado (9 libras es igual a 1 galón) o burdamente 1.5 GAL/10MMPC y esto incluye una pequeña cantidad de pérdidas mecánicas. Cantidades -- mayores utilizadas a esta cifra indica que se tienen serios problemas mecánicos o problemas de mantenimiento o ambos.

Para operación continua un sistema bien diseñado con un reclama--
dor y bajo niveles altos de mantenimiento, requerirá cerca de 130 galo--
nes de agua por cada galón MEA.

MEA, tiene una alta capacidad para absorber los gases ácidos (H_2S
y CO_2) por medio de reacción química y ésto ocurre en el contactor o --
en el absorbedor. Esta reacción es reversible a mayor temperatura en
el delineador, (columna de permanencia y reflujo) y en el sistema rego--
nerativo de rebullición. Esto permite la reutilización de la solución
original y dá el ciclo operativo continuo que se necesita.

El nivel de circulación necesario en galones de MEA, su solución
por minuto, es un producto de diseño basado en las condiciones físicas
del gas y el resultado final que se espera. Para objetivos operaciona--
les en general se puede decir que un galón de solución de 15% en peso
absorberá aproximadamente de 2.5 a 3.5 pie³ de gas ácido H_2S , CO_2 . --
Ver Fig. IV-2.

De esta manera, se tiene un galón de 20% de solución MEA (un pro--
medio de diseño típico), absorberá cerca de 3.5 a 4.5 CPC/seg de gas --
ácido o un promedio de 4.0 CPC. Por ejemplo, si se requiere para tra--
tar 30 MMPC/DIA de gas que contiene 1% de CO_2 y 0.12% de H_2S . ¿ Cuál --
es la circulación de galones por minuto, qué nivel se necesita para un
20% en peso de solución MEA ?

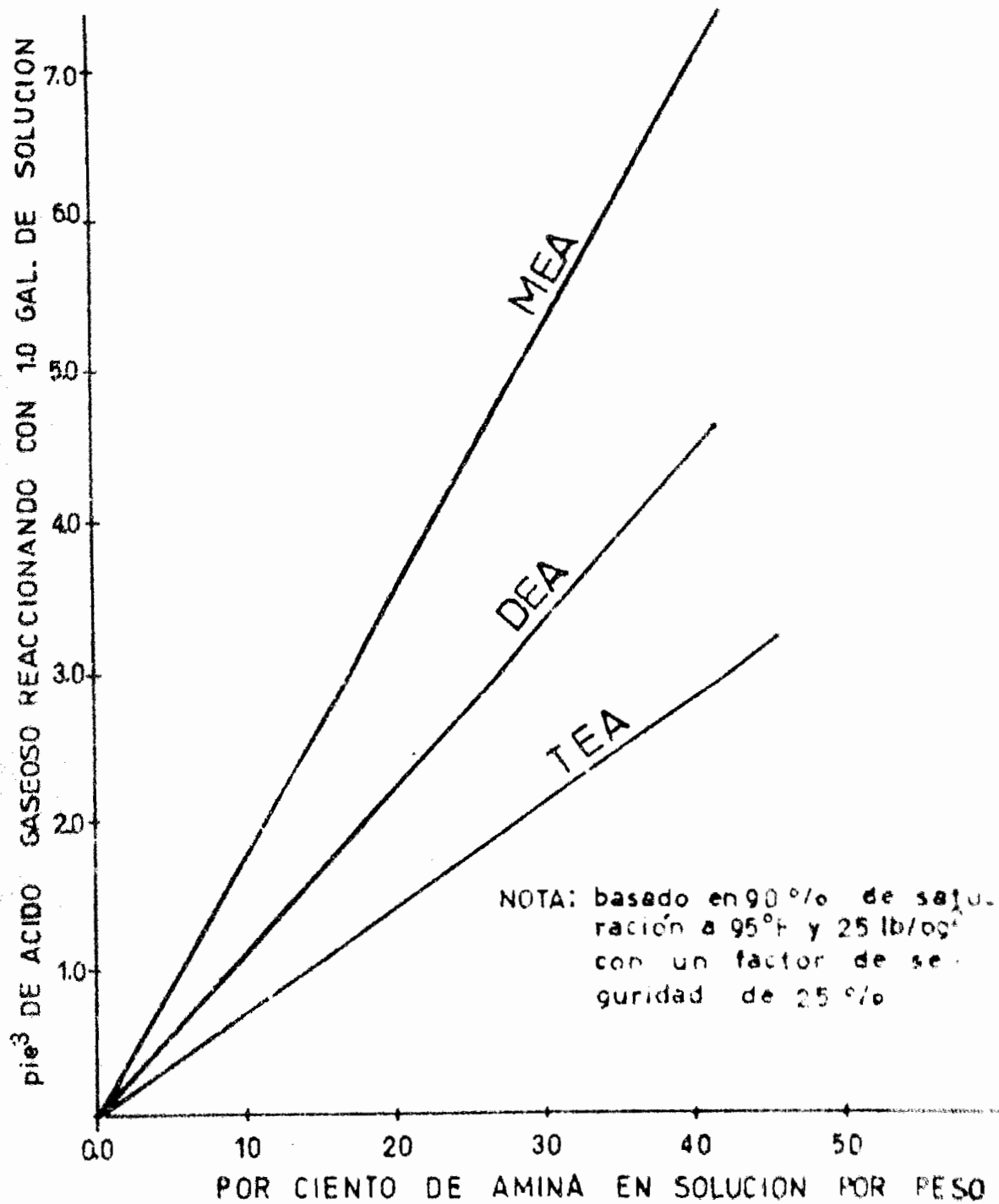


FIG. IV-2 VARIACION DEL GAS ACIDO SOBRE LA INTENSIDAD DE SOLUCION DE AMINA

Donde:

$$\begin{aligned}\text{Galones por minuto} &= \frac{\text{MMPC/DIA (CO}_2 + \text{H}_2\text{S)} (\text{CPC/GAL})}{(\text{MIN/DIA})} \\ &= \frac{(30,000.000) (0.0100 + 0.0012) / 4.0}{1,440} \\ &= 58\end{aligned}$$

Una tasa de 20% MEA de 58 galones por minuto es necesario; desde luego, ésto varía ligeramente de acuerdo con la fuerza de la solución en un momento dado, ésto dá al operador un medio de comprobación. Si se dá una baja repentina en la calidad del gas que resulta, podría ser a causa de que el nivel de circulación es insuficiente para la fuerza de la solución, o posiblemente por un repentino aumento del gas ácido que sale, siendo ésto bastante improbable. Nótese también que las - - fuerzas de la solución están en términos; de porcentaje por peso, más que por porcentaje de volumen. MEA es cerca de 8% más pesado por - - volumen que el agua cuando se encuentra a la misma temperatura. En - - otras palabras, cuando se mezclan soluciones por volumen; por ejemplo, galones por galones, úsese cerca de 8% más de agua. Otro cuando se - - mezcla una solución al 20%, utilícese 20 galones de MEA y 86 no 80 galones de agua.

En este caso manteniendo las cantidades de circulación específicas por el fabricante es muy importante.

La Fig. IV-3 es un diagrama de un sistema de gas ácido MEA típico. Cada planta que es fabricada, especificada y diseñada por industriales particulares a menudo se desviarán ligeramente de aquello que se señala como típico. (por ejemplo, la localización específica del sistema de filtrado y del tanque de rapidez.)

Algunos sistemas incluyen el reclamador de corriente lateral, mientras algunos no lo hacen. Otros proporcionan compuestos de proporción automática utilizando reservas de almacenamiento de solución de corriente, o utilizan columnas integradas, mientras otros usan, ensamblajes de charola con copa de burbuja, especialmente en la columna de delineamiento. Y algunos tienen un muy complicado sistema de reflujos.

Otras instalaciones usan enfriadores aéreos del tipo de abanico o una combinación de abanico y dos o tres pasos en las unidades de tubo y concha.

Muchas de estas indicaciones son producto de los requerimientos especificados para el que los emplea y para costos iniciales.

El sistema de reclamador, es un ejemplo de éste último. Puede ser suprimido, pero su inclusión es algo que pertenece a los futuros costos de operación y mantenimiento.

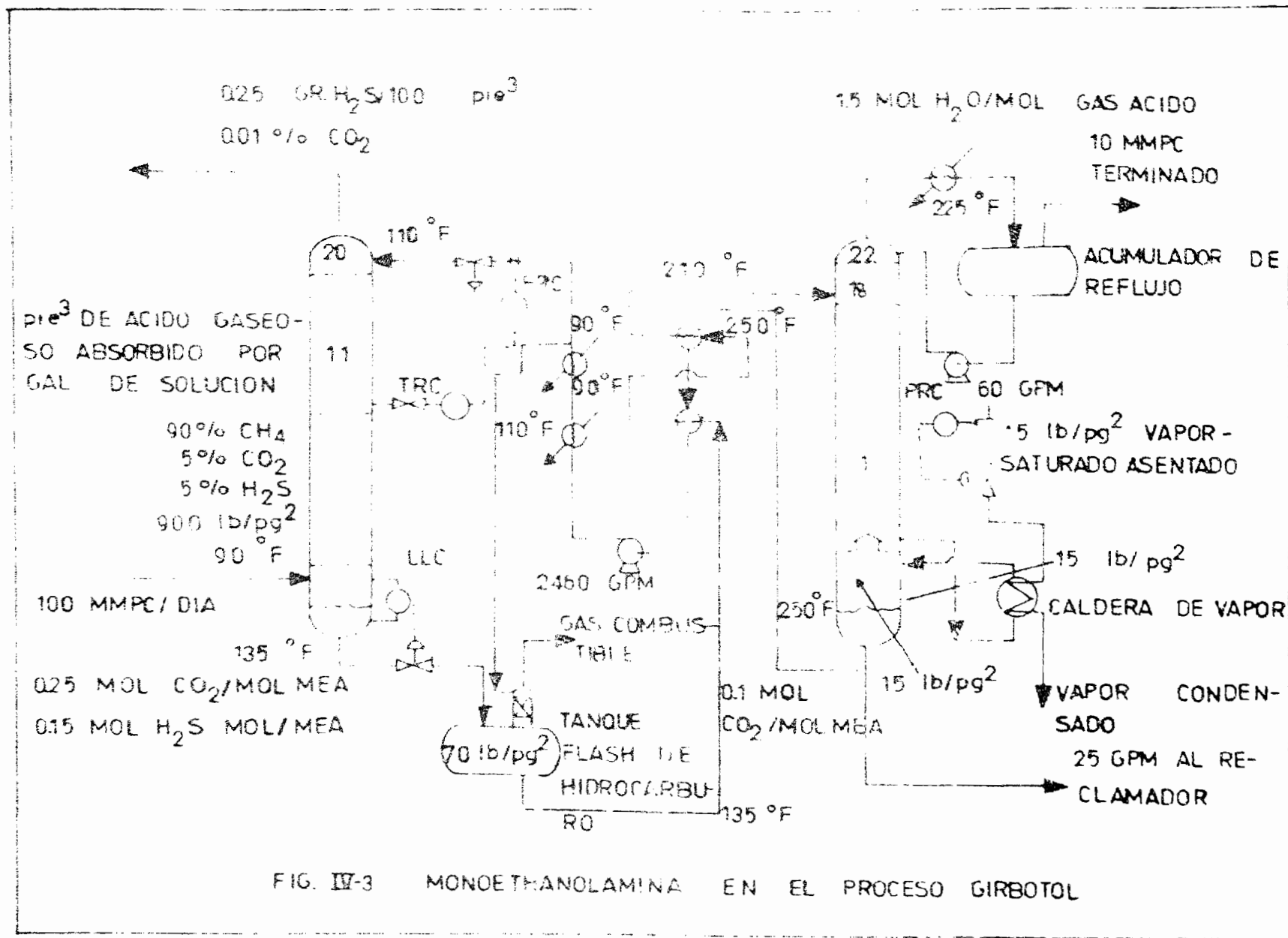


FIG. IV-3 MONOETHANOLAMINA EN EL PROCESO GIRBOTOL

La mayor parte de estas especificaciones, como lo son la necesidad y el emplazamiento del circuito de solución, son el resultado del diseño del fabricante.

Esas consideraciones son construídas dentro de las plantas mientras se instalan y sus operaciones deben obedecerse. Por lo tanto, el diagrama del flujo es llamado típico o más bien específico. Cada lugar de trabajo debería de disponer de un diagrama de flujo de la instalación; en caso de no serlo así, debería de prepararse uno para objetivos de operación.

El MEA inclinado es bombeado dentro de la parte superior del absorbedor y circula hacia abajo de charola en charola, haciendo contacto con el gas amargo que penetra cerca del fondo. El gas dulcificado abandona el contactor en la parte superior después de haber pasado al través de cerca de veinte ensamblajes de charola y un extractor de niebla. Muchos sistemas incluyen escobeteando del gas de salida donde los elementos transportados son posteriormente captados y regresados al sistema (Fig. IV-4).

La amina reacciona químicamente con el gas ácido y la solución enriquecida es descargada desde el fondo del contractor y comienza su

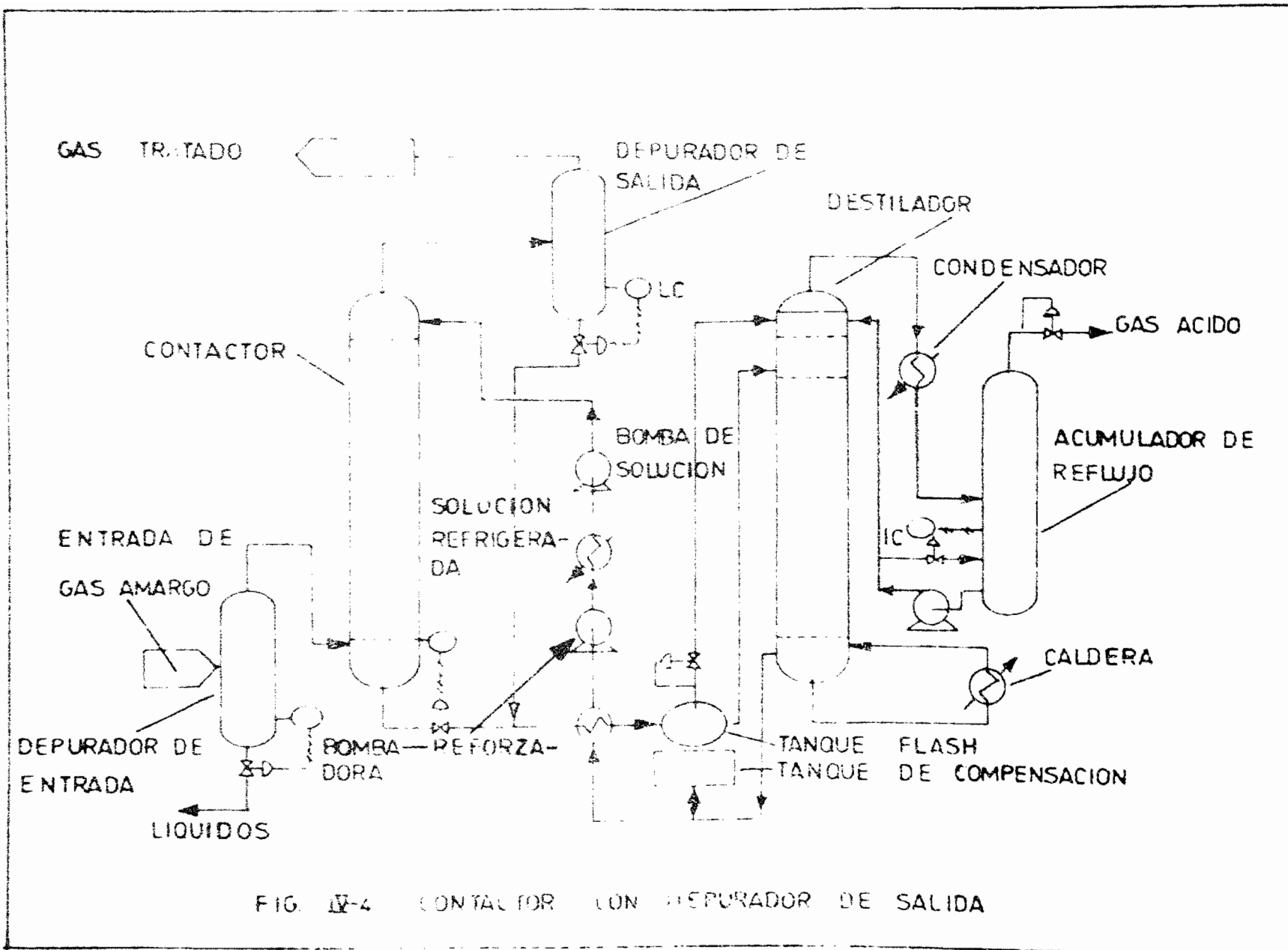


FIG. IV-4 CONTACTOR CON DEPURADOR DE SALIDA

paso a través del ciclo regenerativo. El efecto de reacción de calor que se dá en razón del contacto íntimo entre el MEA y los gases ácidos, en el contactor, se muestra en la Fig. IV-5. Básicamente, la temperatura aumenta a medida que la solución pasa hacia abajo en dirección de la sección de acumulador.

Este aumento de temperatura puede ser bastante alto, en función del porcentaje de gases ácidos en la corriente. En este ejemplo, la temperatura inclinada de MEA liberada es de solamente 100 °F y la temperatura del gas de salida solamente de 90°F, no obstante la temperatura máxima del contactor es de alrededor de 240°F, cerca de la tercera charola. Cerca del 90% de los gases ácidos son extraídos en las primeras tres o cuatro charolas, lo que origina el indicado aumento de las temperaturas de reacción de calor. El ejemplo, es aplicable preferentemente a grandes porcentajes de gas ácido, pero ilustra sobre lo que ocurre y que es proporcional al contenido de gas ácido. Después de abandonar el contactor, la solución enriquecida ingresa en un tanque de velocidad que permite al contenido de gas absorbido en la solución el ser venteado.

Los períodos de retención del tanque de rapidez son variables pero, como regla general, dos minutos de retención se considera suficiente. En otras palabras, si la cantidad de circulación es de 60 GPM,

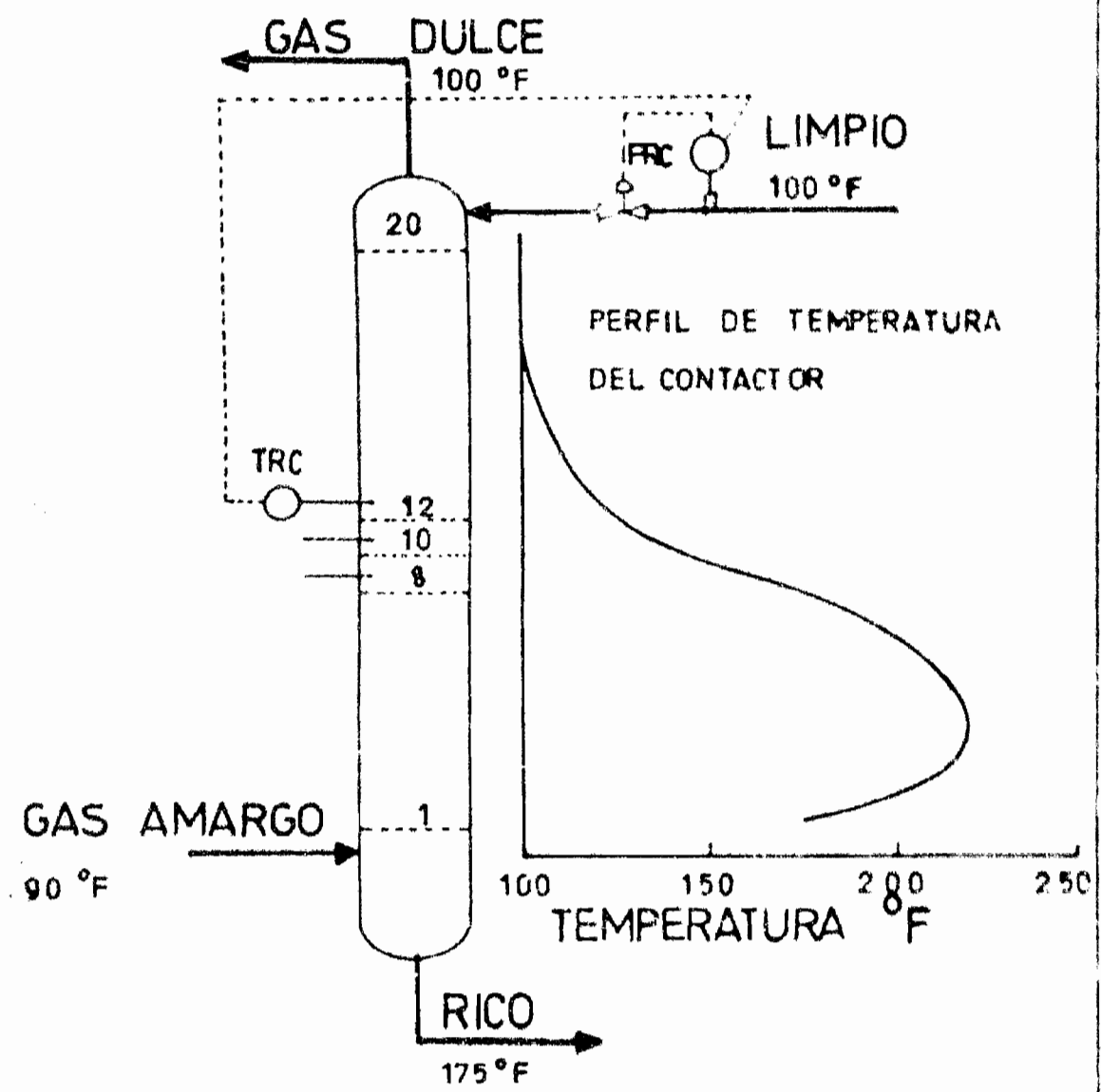


FIG. IV-5 EFECTO DE LA REACCION EN LA CABEZA DEL CONTACTOR

el tanque de rapidez debería de tener un mínimo de capacidad de 180 galones. Nótese en este diagrama de flujo, dirige los gases de aceleración de regreso al sistema de gas combustible. Otro objetivo del tanque de rapidez es de lograr un acumulado de sedimento. Obviamente, el sedimento debe extraerse y no permitir su acumulación.

No todos los sistemas tienen un tanque de velocidad, cuyo requerimiento es observado con el proceso de reflujo. Algunos sistemas integran el requerimiento de rapidez al sistema de filtración. En donde el contactor de amina se encuentra unido con un contactor de deshidratación y el líquido de gas de salida de la sección de acumulador de la unidad de deshidratación puede ser multiplicado en la solución de MEA enriquecido, antes que el último llegue al tanque de aceleración. - - Esto es para recuperar cualquier MEA que hubiese sido transportado al gas endulzado de salida.

La localización del sistema de filtramiento, del circuito de derrame de la solución, es básico a la operación de la planta como lo es el decidir el utilizar una filtración de corriente lateral o de fluido total. En muchos casos, el diseño original deberá ser modificado para llenar los requerimientos que a través de la experiencia operativa se han encontrado. Cada grupo operativo debería de revisar la experiencia operativa correspondiente al último del año, antes de elaborar el

presupuesto y requerir fondos para cambios necesarios y aún, adicionales. Las características operativas y condiciones de un almacenamiento particular, una producción de reserva puede cambiar o diferir del criterio original de diseño y requerirá, a su vez, cambios estructurales en el equipo de la instalación. Una consideración extremadamente importante al sistema de filtración es el usar inhibidores con materiales inyectados en los pozos de almacenamiento durante la temporada de almacenaje por inyección.

Si el sistema de tratado incide en un exceso de problemas de operación y mantenimiento, los operadores no deberán simplemente seguir adelante y presuponer que la instalación no puede funcionar mejor. En muchos casos hay solución, mientras que en otros posiblemente no la hay o los costos son excesivos en relación a la eficiencia que se pueda tener.

No obstante, los problemas deberán de enfocarse desde el punto de vista presupuestario e ingenieril. Como se señaló anteriormente los que podrían parecer problemas de filtramiento pueden ser, de hecho, no atribuibles al sistema de filtramiento sino atribuidos posiblemente al cepillado y limpieza del gas de salida en forma ineficiente, por lo tanto se requerirá cambio o alteración de tal sistema más bien que del

sistema de filtración. La filtración eficiente producirá mucho menos espuma, corrosión y un equipo mecánico más limpio, para mencionar unos cuantos de los beneficios derivados y el grado de reducción que se alcanza, es directamente proporcional al de la efectividad de filtración.

Suponiendo que la substancia en particular que requiere de filtración es razonablemente constante en la solución, entonces la frecuencia de cambio de filtro estará directamente relacionada a la cantidad de solución circulada. Esto, a su vez, auxiliará en la decisión de tipo de filtros que deben usarse en razón de los costos de reemplazo.

Estos pueden ser excesivos, en especial cuando se encuentran presentes ciertas muestras de inhibidores de corrosión en los pozos, el más conveniente de los elementos disponibles sería el tipo de filtro de rejilla, pero su uso podría ser económicamente prohibitivo.

Con este filtro tipo, los costos podrían elevarse hasta \$6,100.00 por galones filtrados. Obviamente, en los problemas anteriores de circulación donde la cantidad requerida era de 58 GPM, esto requeriría de reemplazar el filtro, aproximadamente cada 17 minutos, ó 1000/58.

El separador óptimo de entrada y la efectividad de la

almohadilla pueden disminuir el problema de la transportación del líquido y del inhibidor de corrosión al sistema MEA, si las velocidades de los volúmenes del gas se acercan a los valores de diseño. Pero -- los volúmenes de remoción de los campos de almacenamiento pueden variar desde un 5% al 100% de capacidad.

Por lo tanto, la velocidad, como previamente se explicó, variará, igualmente: consecuentemente, también como se dijo, los componentes de separación no son efectivos. Este es un problema sobre el cual el operador tiene poco control. No obstante, se requiere que esté alerta y que ofrezca soluciones para los cambios de retiro minimizado como también las necesidades de alteración o cambio de equipo.

Donde se dan este tipo de problemas de filtrado, no se encuentra auténtica diferencia entre los tipos de filtros de reja disponibles. - Tampoco existe en cuanto a la cantidad de extracción del tamaño de las partículas, pues no se hace diferencia a que sean 5 micrones o 25.

Un medio probable para mejorar los problemas de filtración resultantes de los líquidos e inhibidor transportados, sería el instalar -- DE. En ocasiones llamada tierra de fuller - como filtro.

Estos requieren de una mayor instalación en cuanto a costo pero pueden lograr un costo de operación menor. El sulfato de hierro es el sólido que prevalece en los sistemas MEA, y el tamaño de sus partículas pasa a través de 5 elementos de filtros. Pero DE quitará de uno o más micrones. Los sistemas de filtración DE han sido exitosamente utilizados en la industria del gas por muchos años. Frecuentemente su aplicación ha sido en los sistemas de aceites de lubricación en los compresores de máquinas de gas.

DE debería de tenerse como el remedio a los problemas complejos de filtración el más accesible es el de flujo total: La corriente de solución es filtrada en su totalidad por cuanto la filtración de corriente lateral solamente involucra una parte del torrente total.

En resumen, a continuación se reseñan algunas indicaciones operativas de los sistemas de filtración MEA:

1. Determine las diferencias en las cuales la solución comienza a pasar por los filtros y úselo estrictamente para determinar la necesidad de cambio de filtro.
2. Asegure que los aparatos separadores del gas, proveniente de la boca de entrada, trabajen a su máxima capacidad.

3. No se permita que la solución circule por los filtros ni aún por un corto período, el sistema puede contaminarse en un tiempo mínimo.
4. Instale filtros paralelos secundarios de acuerdo con el No. 3 ó ensaye el cerrar, durante un tiempo suficientemente prolongado, para cambiar de filtros.
5. Procure operar lo más aproximadamente posible a la capacidad de diseño.
6. Donde el problema sea superlativo y los costos de filtración excesivamente altos haga un estudio de ingeniería y diagnóstico para el reemplazo del sistema de filtración.
7. Nunca se inicie la corriente de gas a través del absorbedor hasta que el flujo de la solución y las temperaturas hayan sido determinadas y hasta entonces.
8. Haga analizar los filtros usados para determinar la profundidad o penetración de las cargas sólidas. Esto contribuirá a mostrar la efectividad de las cantidades de filtrado que se requiera.

Entonces, la solución circula a través de un sistema intercambiador de calor, donde es más tarde precalentada por la solución delegada circulando hacia el contactor.

A continuación, la solución enriquecida ingresa cerca de la parte superior de la torre de destilación / del sistema delineador de donde cae hacia abajo, haciendo contacto estrecho con el vapor que circula hacia arriba de la torre y que es generada por el recalentador. Esta es la acción reservada a la que se ha hecho referencia, previa a la cual el vapor remueve los gases ácidos de la solución enriquecida. El vapor para entonces a través de una unidad de condensación (a menudo un fino abanico) donde el líquido condensado de MEA, gravita al acumulador de reflujo y los gases ácidos liberados en el condensador migran al gas en llama y al área de mecheros - a pesar de las consideraciones de tipo ambiental. (Las consideraciones ambientales no forman parte del tema, las necesidades existen y deben tomarse en cuenta). Los líquidos acumulados en el ciclo de reflujo son continuamente bombeados y reinyectados al sistema regenerativo.

La amina delgada acumulada en el fondo de la columna de eliminación está en constante circulación a través del recalentador, en donde los vapores calientes están penetrados simultáneamente en la columna -

de eliminación provenientes del recalentador; la amina delgada es tomada de la reserva en la medida requerida para su regreso al contactor, dando la succión necesaria a la alta presión de las bombas.

El perfil de temperatura y calor de reacción en el eliminador no se diferencia de la del contactor. La Fig. IV-6 representa la acción.

El cuidado al recalentador y a la flama, es el mismo que se exige a un sistema de glicol. La flama debería ser rutinariamente inspeccionada y la acumulación de carbón en la caldera debería ser extraído. Las características de la flama deberían ser las estipuladas por el constructor y relativas al tipo específico de quemador empleado. De importancia más actual y a futuro, en comparación con las prácticas del pasado, la conservación del combustible adquiere una dimensión mayor. Si hay preocupación acerca de un quemador específico y su eficiencia, el análisis del cansancio del gas almacenado debería llevarse a cabo. Existen varios instrumentos útiles a este propósito, y que incluye los aparatos Orsat, contruidos por diferentes fabricantes y el analizador de gas de chimenea, manufacturado por instrumentos analíticos Teledine. Si se requiriera de esta prueba para que los quemadores se ajustaran apropiadamente, el operador deberá solicitar el asesoramiento del grupo de ingeniería u otros servicios del personal técnico.

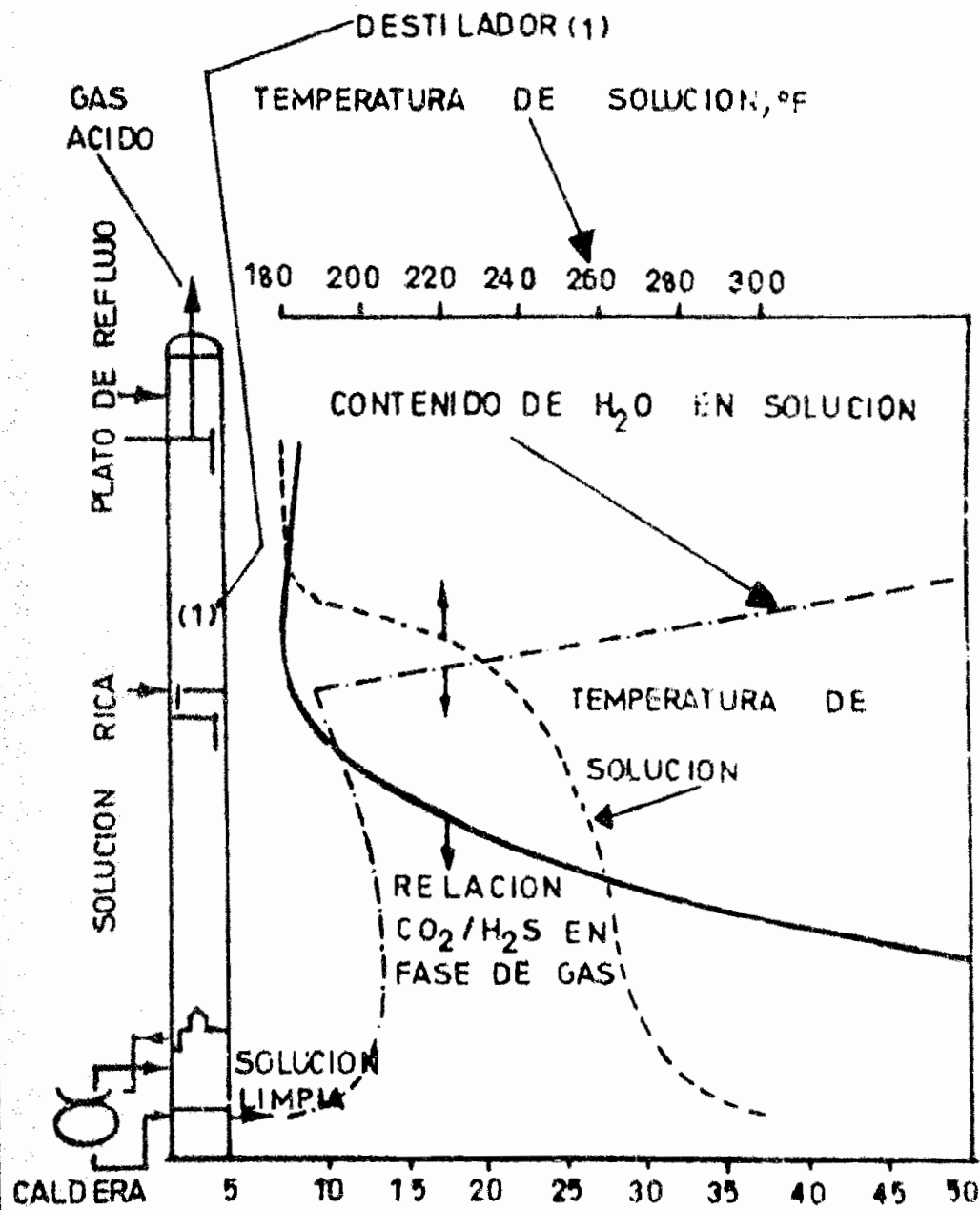


FIG. IV-6 RELACION, GAS CON CO₂/H₂S; CONTENIDO EN AGUA EN SOLUCION %

El siguiente elemento más importante de un sistema MEA, es el reclamador de corriente lateral (Fig. IV-7,8). La Fig. IV-7 representa la posición del reclamador en el circuito de flujo de la solución y el modo en que es multiplicado para la solución delgada de salida, el vapor de salida o la solución reclamada en forma de vapor y la inyección de agua para la producción de vapor y limpieza en el reclamador. La denominación de corriente lateral se debe a que, solamente del 1 al 3% de la solución delgada del 20% de MEA en su flujo, es desviado al reclamador. Si un sistema tiene una capacidad de 8,000 galones y la cantidad de circulación es de 60 GPM ó 3,600 GAL/Hr., entonces $36 \frac{\text{GAL}}{\text{Hr.}}$ están siendo procesados a través del reclamador. Alrededor de 225 horas, 100% de la solución estará en circulación a través del reclamador ($8,000/36=225$).

El reclamador, no es más que un recalentador más pequeño en donde el 20% de la solución delgada, es aumentada a un 78% de solución delgada aproximadamente, por medio de la ebullición del agua, otras impurezas y una cierta proporción del amina transformado en vapor. Estos vapores son multiplicados en el sistema regenerativo de la torre de destilación, en donde la amina es condensada y reintegrada al sistema.

El vapor de agua y otras impurezas son lanzados a la atmósfera, -

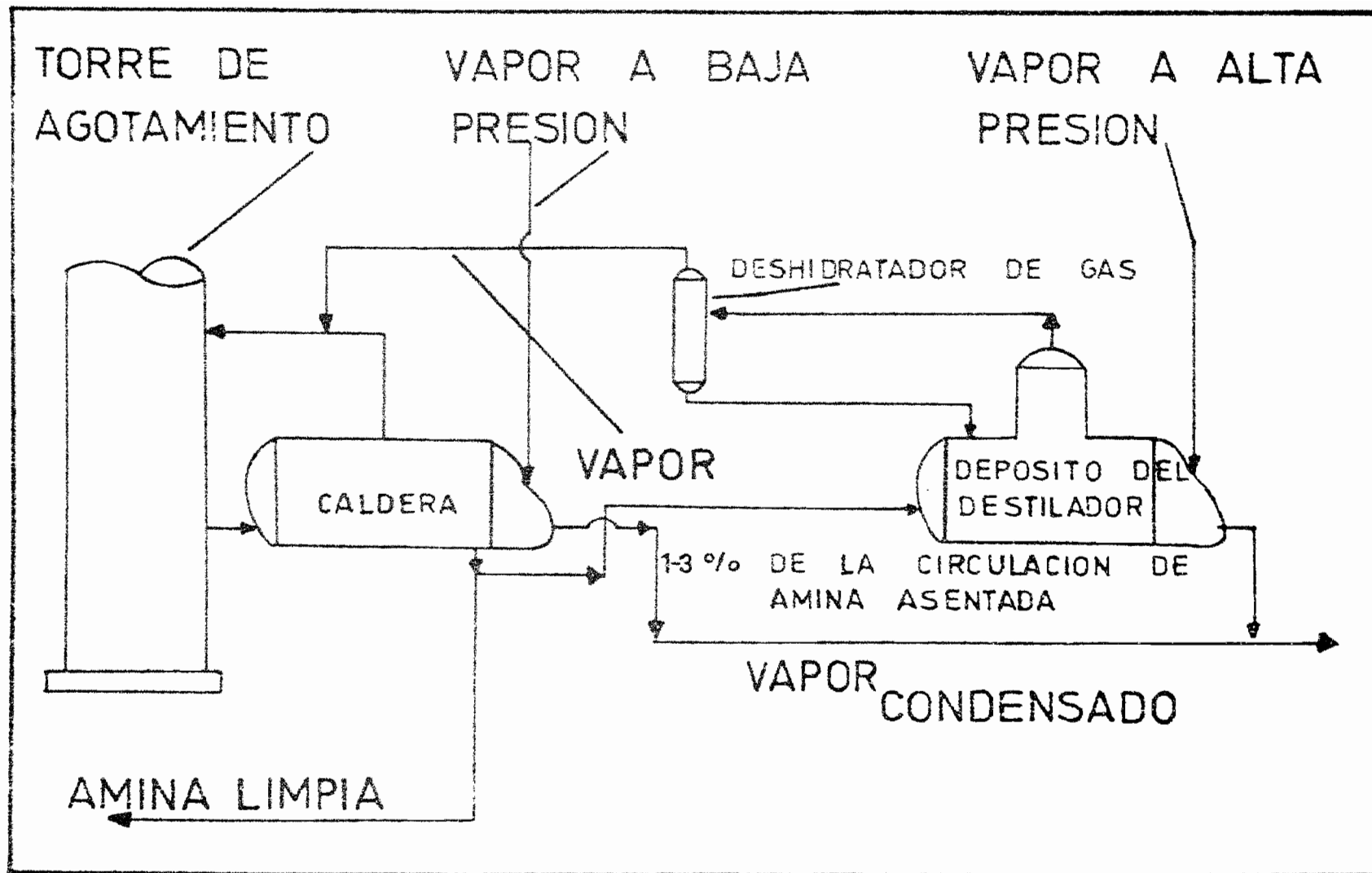


FIG. IV-7 DIAGRAMA DE UN RECLAMADOR DE FLUJO

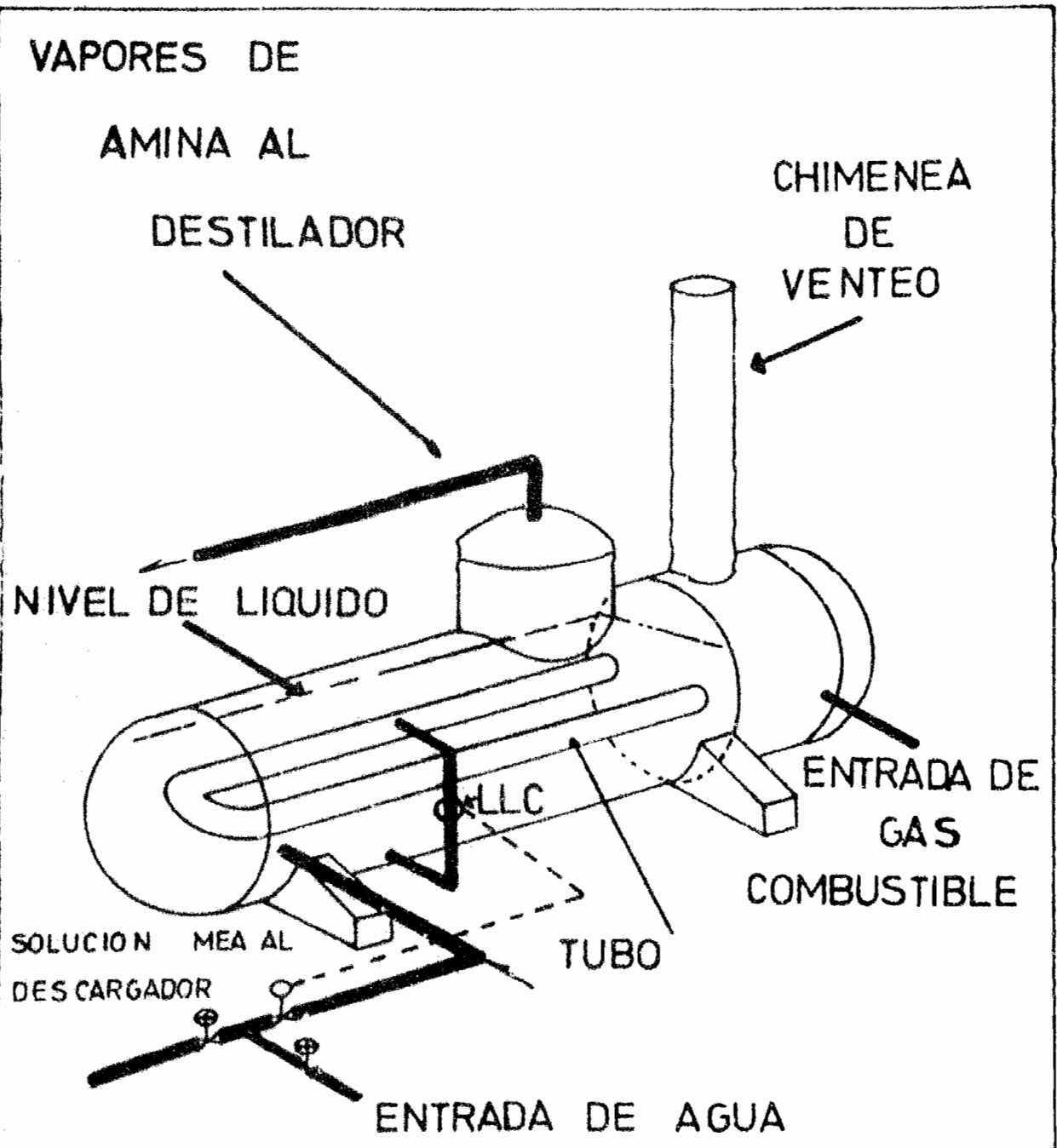


FIG. IV-8 RELACION ENTRE VAPOR-LIQUIDO DE LA SOLUCION MEA Y EL EFECTO - TIPICO DEL GAS AL QUEMARSE

conjuntamente con otros productos acumulados en la destilación a partir de la solución enriquecida. El sedimento que penetra en el reclamador se sitúa en el fondo de la caldera e incidentalmente debe ser lavado o probablemente extraído manualmente, quitando los conductos.

La herrería e instrumentación, relacionada con un sistema de reclamador, varía según el fabricante y las especificaciones señaladas por el que lo utiliza. A continuación algunos puntos, de los cuales se requieren para cualquier clase de operación de un reclamador y otros que pueden o no formar parte de un sistema dado. Los artículos que no forman parte de un sistema concreto deberán ser considerados como agregados necesarios.

1. Una válvula LLC y controlador.
2. Un control por termostato de inmersión, que constate la temperatura del baño líquido en la caldera y colocado para controlar al quemador principal para una solución delgada de salida del 20%, a un punto de control de 255°F, si la presión de la caldera es de 0 lb/pg²; 263°F, si hay 5 lb/pg²; 275°F, si hay 10 lb/pg².
3. Calibrar la presión de la sección del vapor en la caldera o en la línea de ventilación del vapor, cerca de éste.

4. Un control de cierre de alta presión, si la presión superior de vapor alcanza un nivel preestablecido. Por ejemplo; Un sistema en donde la torre de destilación se encuentra ligeramente sobre la atmósfera, cuando durante la operación debería de tener la presión fijada y cerrada alrededor de 10 lb/pg². Este cierre deberá contener el gas combustible de la válvula reguladora automática.
5. Una válvula de desahogo, adaptada a un vertedero y de regreso al sistema de calentador, a la presión superior.
6. Un termómetro indicador de temperatura en la sección de vapor de la caldera o cerca de la caldera en la línea de vapor. (el vapor de la caldera, su temperatura generalmente deberá estar alrededor de 5 a 10° menos que la temperatura del líquido). Esto podría constituir un controlador de temperatura especial para cerrar el quemador principal. Esto deberá de colocarse cerca de 290°F y deberá ser también de tipo manual. Esto podría utilizarse como un apoyador extra y podría al mismo tiempo cerrar la válvula LLC.
7. Toda tubería de entrada o salida deberá poseer válvulas manuales instaladas. El MEA delgado y las válvulas manuales

para entrada de agua, deberán ser instaladas corriente arriba de la válvula automática LLC.

8. La válvula manual, colocada corriente arriba de la válvula moduladora automática del gas combustible, deberá ser de un tipo que puede ser indicada de manera que el proceso de servicios interno pueda ser repetido oportunamente.

El funcionamiento satisfactorio del sistema de reclamador es vital al resto del sistema. Cualquier mal funcionamiento puede dar lugar a problemas operativos de consideración en el sistema principal, por lo tanto es de lo más apropiado que el reclamador se encuentre aislado del resto del sistema.

La forma para poner en servicio al sistema de reclamador en sus inicios y con propósitos de operación continua es el siguiente:

1. Asegúrese que el reclamador se encuentre vacío.
2. Asegúrese que las válvulas: manual para el agua, de solución de salida y de combustible, estén cerradas, lo mismo que todas las válvulas de desague.
3. Colocar todos los controladores.

- a).- Modular la válvula de combustible a 225°F, presuponiendo que posee una graduación y que se encuentra apropiadamente calibrada. Si no se encuentra equipada con este equipo de control, póngala en la posición de abierto y ajuste fino, después de que se ha iniciado el proceso.
 - b).- Coloque arbitrariamente todos los puntos abatidos que deseen.
 - c).- Asegurar que la válvula de control LLC se encuentre en posición de abierto pero no se active todavía con el controlador.
4. Llenar el reclamador con solución delgada al 20% con la válvula de solución manual de un recalentador principal, a un nivel de poco menos 5 ó 6 pg. sobre los tubos de encendido. Cuide los termómetros que estén entre 230 y 240°F.
 5. Cerrar la válvula manual de entrada de solución.
 6. Activar la válvula LLC y el controlador.
 7. Ajustar la válvula LLC y el controlador para asegurarse que se encuentran en la posición de cerrado y que el nivel sea de 5 a 6 pg. sobre el nivel de los tubos de fuego.
 8. Abrir la válvula manual de entrada de solución.

9. Desaloje una cantidad de solución para activar el controlador de LLC y obsérvelo, lo mismo que la válvula, para asegurar que mantendrá el nivel de líquido adecuado en la operación real. Ajuste, de ser necesario.
10. Cierre la válvula manual para control de solución.
11. Asegurar que la línea de vapor esté abierta a la torre de destilación.
12. Encienda el piloto del quemador.
13. Abra la válvula manual de combustible al quemador y ajuste la flama y unidad de mezclado de aire.
14. Observe la temperatura (cerca de media hora). Deberá alcanzar alrededor de 250°F, de no ser así, debe existir una razón: combustible insuficiente en relación a las condiciones ambientales, etc. Utilícese criterio.
15. Si la temperatura parece elevarse satisfactoriamente, abra la válvula de control manual de la solución, inmediatamente. Cualquier retardo a estas alturas, tendería a sobrecargar la torre de destilamiento, induciría la formación de espumas y causaría que la solución cayera por debajo del nivel requerido en el hervidor.

16. El sistema se encuentra en operación automática y deberá ser observado en lo futuro para que llene las siguientes condiciones:
- a).- La temperatura deberá continuar en aumento hasta alcanzar los 255°F.
 - b).- El quemador principal deberá comenzar a modular y mantener la temperatura cerca de 255°F.
17. Si el sistema no alcanza la temperatura de 255°F se podría deber a:
- a).- La solución está formando espuma.
 - b).- El termostato no está debidamente ajustado.
 - c).- Las unidades de LLC no están trabajando en forma apropiada.
 - d).- Se ha dado una producción de materia en los tubos incandescentes más bien en el exterior del tubo, en el hervidor. Otra posibilidad es que se haya producido carbón doméstico en la tubería.
18. Presuponiendo que todo esté correcto y como se describe el sistema, está en operación y así continuará si no sobrevie--

nen problemas mecánicos o en cuanto a la solución.

19. La experiencia operativa señalará cuando el sistema requiera la limpieza. La necesidad de ésta se hará presente al observar las gráficas que describan condiciones apropiadas de operación: Temperaturas erráticas y en aumento, niveles inestables de líquido, formación de espuma, cambio en la presión del vapor. Cuando esto se dé, la válvula de alimentación de la solución delgada deberá encontrarse cerrada y la válvula para el agua abierta. El proceso de temperatura y el aumento consecuente arriba descrito, comenzará a revertir y aminorar en el punto de ebullición del agua 212°F y pretenderá reclamar las aminas contenidas en el sedimento. Cuando la temperatura del líquido desciende alrededor de 215°F, todo el sistema deberá cerrarse y el reclamador inundarse y posiblemente ser limpiado manualmente.
20. Para reemplazar en servicio, repita el mismo proceso.
21. Lo anterior presupone que el sistema está operando el 20% de la fuerza de solución y que la presión del vapor por sobre el líquido es de 0 lb/pg². Bajo estas condiciones, una temperatura del líquido de 255°F, producirán un contenido de vapor de 20% MEA y una concentración de líquido de 78% MEA.

Se dice entonces que el sistema se encuentra en equilibrio.

En explicación posterior del proceso, se subraya que el aumento de temperatura en la solución, originalmente de 20%, no es el resultado de la cantidad de gas combustible con que se alimenta el quemador, más bien es debido al aumento progresivo en concentración de MEA en la caldera y el consiguiente aumento del punto de ebullición. El tiempo que se lleva en alcanzar el punto de ebullición, es un resultado de la flama del quemador.

Las figuras IV-9 y en la IV-10 describen el punto de ebullición de MEA a la presión atmosférica y, en la Fig.IV-10, a 5, 10 y 25 lb/pg². Observe que al punto de ebullición de 100% de MEA, se encuentre a 340°F que por otro lado, la curva refleja el punto de ebullición del agua sea a 212°F.

La necesidad comprendida para un 78% de concentración del líquido en la caldera.

Esto significa que el vapor, siendo hervido a la temperatura de 255°F, es de 20% de MEA y este es el volumen que en cualquier momento dado, es regresado al sistema. Análisis posteriores de estas curvas nos explicarán el porque se dá la carga en la torre de destilación si las soluciones son llevadas al punto de ebullición con demasiada rapi-

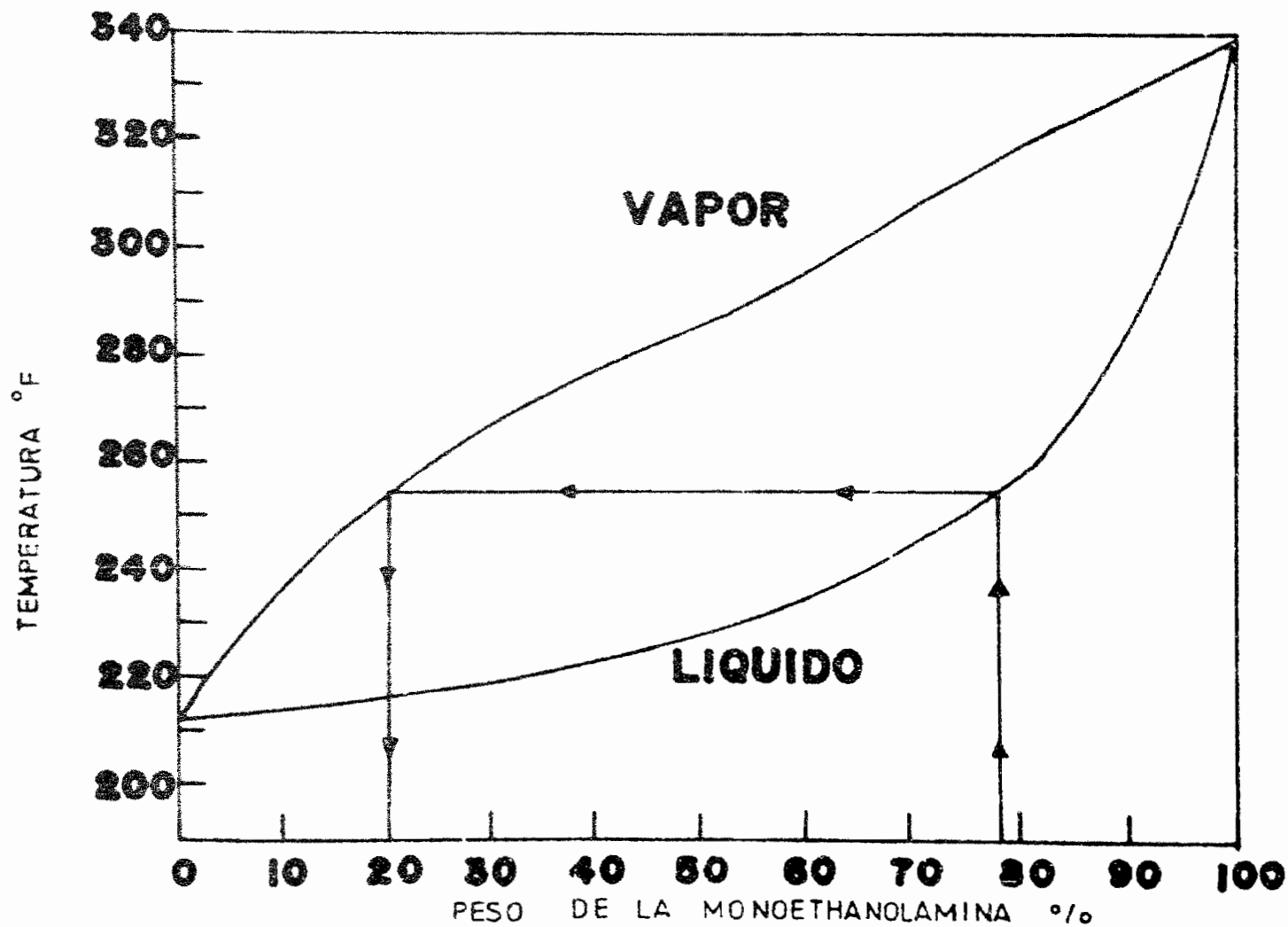


FIG. IV-9 CURVA DEL PUNTO DE EBULLICION DE LA COMPOSICION LIQUIDO-VAPOR PARA SOLUCIONES ACUOSAS DE MEA

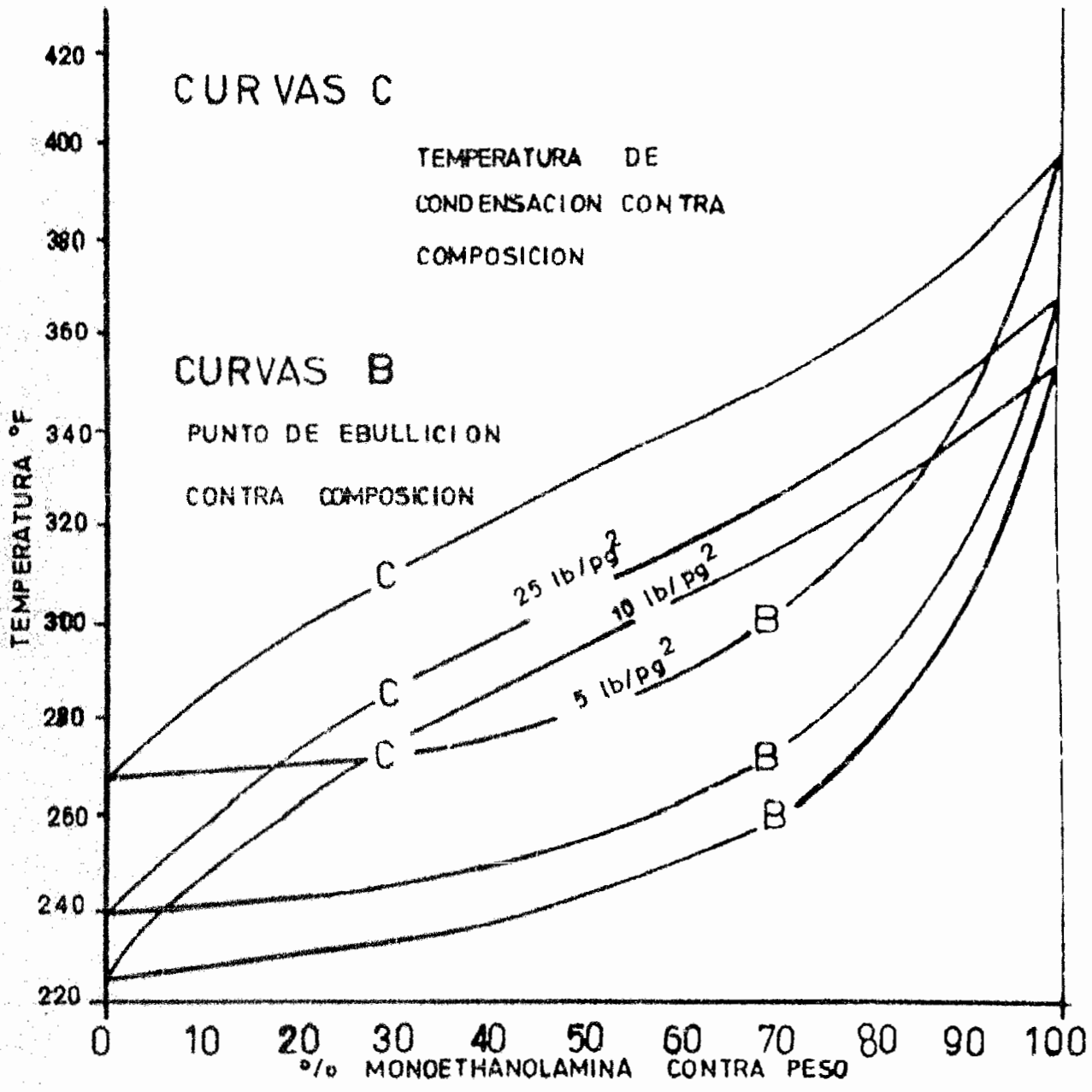


FIG. IX-10 PUNTO DE EBULLICION DEL AGUA Y CONDENSACION DE LA MONOETHANOLAMINA VS COMPOSICION A VARIAS PRESIONES

dez; resumiendo, cualquier aumento del ingreso de calor por sobre aquel requerido para sostener el punto de ebullición, para cualquier concentración dada, es desperdiciado.

La formación de espuma puede ser originada por una cantidad de calor demasiado rápida, así como por partículas extrañas en la solución y ésto es particularmente cierto para las concentraciones de MEA de mayor volumen, a las más altas temperaturas. Si la formación de espuma se descubre, reduzca ligeramente el combustible del quemador con la válvula manual. Esto reducirá solamente la cantidad de calentamiento, no la temperatura última que es controlada por la válvula de modulación.

Si la temperatura del líquido en la caldera no está aumentando, no obstante la válvula de combustible se encuentre completamente abierta, tome una muestra de la solución en una pipeta y déjela reposar por cerca de 15 minutos hasta que todas las burbujas de aire hayan desaparecido. Si la muestra está clara, indica que la superficie del tubo de ignición en la caldera se encuentra limpia. Si la muestra es blanca y nebulosa, con sedimento, es una buena indicación que los tubos de encendido requieren la limpieza. Una muestra aunque esté clara pero que no llegue a la temperatura, pudiera indicar la acumulación interna de carbón como resultado de una combustión incompleta. Aplique algo de polvo rojizo y ajuste la válvula de mezclado de aire.

La acumulación en la caja de ignición interna puede requerir el quitar el tubo y quemar el depósito de carbón, por medio del calentamiento del lado opuesto de las paredes del tubo. La necesidad de limpiar un sistema de reclamador variará de lugar a lugar y solo la experiencia puede determinar la duración del tiempo de cambio.

En realidad, donde generalmente la solución está altamente cargada de contaminantes, se requerirá más a menudo de servicio.

Muchos de los problemas relacionados con una planta de amina, son evidentes a medida que se dan. No sucede lo mismo con la corrosión, que solo se detecta microscópicamente, cuando se comienza a dar. La corrosión es probablemente el más grande de los renglones de erogación de las plantas de amina en un período de tiempo. En la fig. IV-11, se esquematizan los puntos más probables de corrosión así como de formación de espuma, lo que también lleva a la corrosión si se permite que continúe sin ser frenada. La mayor parte de la corrosión interna, en un sistema de amina, se da como resultado de sólidos suspendidos y depositados en áreas de bajas velocidades relativas de la solución.

Un tipo de corrosión resultante de esto es la corrosión de célula galvánica, que deja la superficie metálica picada. Otro tipo de corrosión se da en puntos de gran velocidad de la solución.

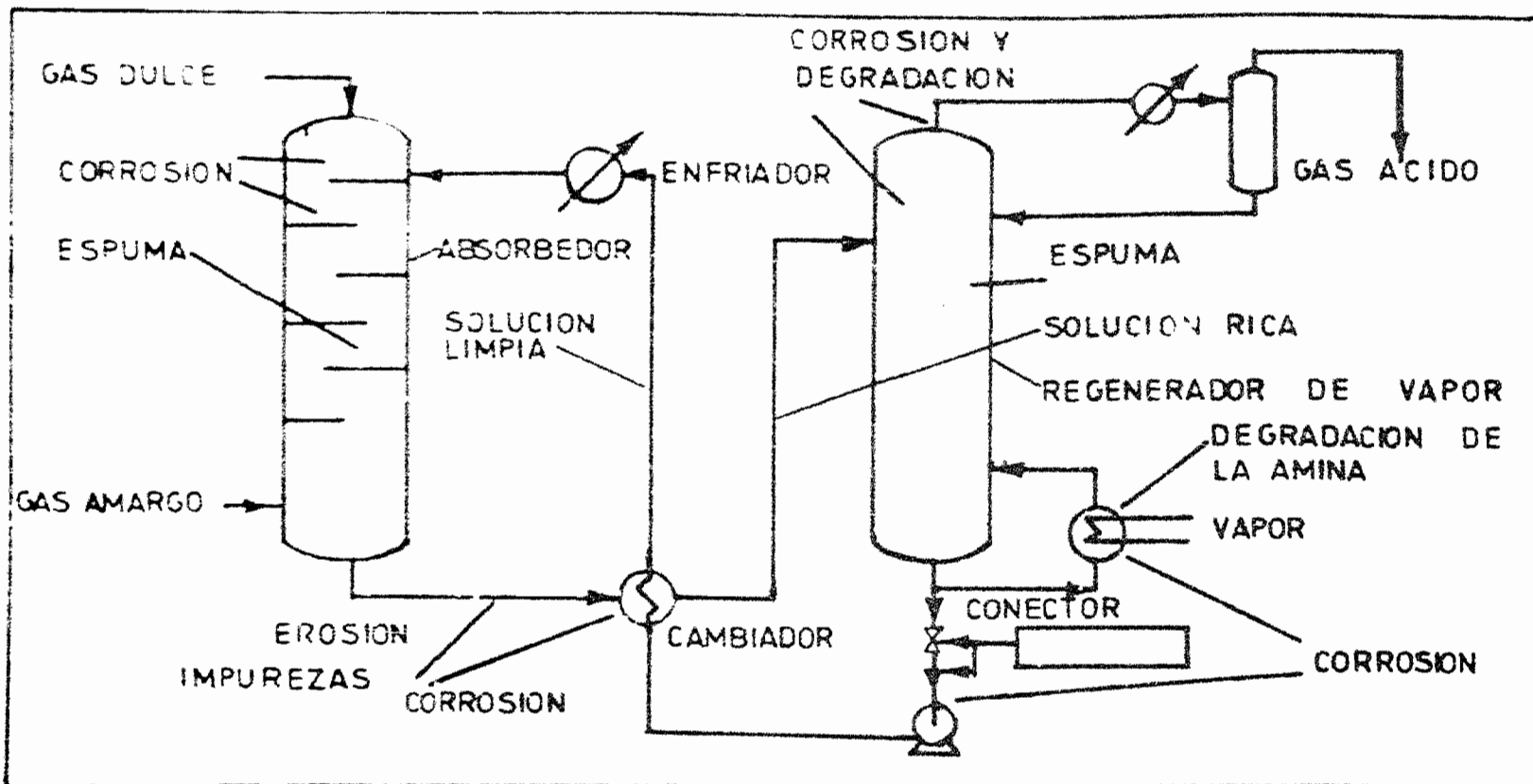


FIG IX-11 LUGARES DE DEGRADACION POR CORROSION, ESPUMA Y AMINA

Esto es el resultado de una combinación de erosión y corrosión. - MEA en si mismo, puede ser considerado como un inhibidor de corrosión suave ya que la amina es un excelente formador de capa no obstante, la película es delicada y será destruida por altas velocidades.

La corrosión por tensión hace referencia a la vulnerabilidad de los materiales, debida al ataque de ésta, cuando se encuentran en situación de tensión. En un sistema (MEA) de endulzamiento, la corrosión por tensión está referida a residuos o tensiones que permanecen en el metal debido a calentamiento localizado como ocurre en las fundiciones.

Han sido señaladas algunas de las causas de corrosión. Las siguientes son medidas preventivas, algunas de las cuales pueden ser puestas en práctica a través de procedimientos de operación y mantenimiento, en los lugares de trabajo y otros que podrían exigir investigación posterior y calificación ingenieril. En estos últimos casos, - - "El dolor, si es soportable, pudiera ser preferible al remedio", pues los costos de capital serían excesivos.

1. Estrecha supervisión de la carga de gas ácido. Esto significa simplemente el no exceder o sobrepasar la fuerza de solución previamente diseñada, que en la mayoría de los casos es

del 20% y el de experimentar, reduciendo la fuerza de la solución. Aún 1% de reducción, contribuirá mucho a éllo. No es, sin embargo, aconsejable, que se reduzca nunca por debajo de un 16% o algo así para una planta diseñada de 20%. La razón para esta precaución es de que la reserva podría súbitamente comenzar a producir una cantidad mayor de gas ácido, cuando la solución más baja es su concentración se muestre trabajando bien. Desde luego, cuando la fuerza de la solución ha sido reducida y utilizada, la cantidad de circulación podría requerir ser aumentada. El peligro de esto, reside en la alteración del diseño mecánico y el criterio empleado en la construcción de la planta.

2. Asegurar que el reclamador está operando a la más baja temperatura posible, de 230 a 240°F.
3. Utilice materiales más resistentes, tales como acero inoxidable, donde fuera posible, cuando se realizan reparaciones. Verifique esto con el personal de corrosión o el metalúrgico, antes de llevarlo a cabo, ya que la aplicación de metales incompatibles pueden desembocar en un problema mayor que aquel que se trata de solucionar.

4. Utilice toda clase de precauciones para evitar cualquier - - tipo de exposición de la solución a la atmósfera, para evi-- tar oxidación. Asegure de adecuar la cobertura de la manta de gas para la solución o amina en depósito mantenga los - - cilindros cerrados herméticamente.
5. Buena filtración.
6. Operación adecuada del reclamador.
7. Cuando sea posible, la solución enriquecida deberá pasar por la tubería de intercambio de calor y en la concha. Esto con tribuirá a evitar la erosión y corrosión del tubo de aleta,- que se encuentra en el lado de la concha del tubo.
8. La tensión libera todas las soldaduras.
9. Toda la solución que ha sido recuperada de los filtramientos, etc., o de alguna otra manera expuestos a la atmósfera, debe- rán ser reintegrados al sistema, vía el reclamador.
10. El intercambio de las velocidades de calor deberá de mante-

nerse a un mínimo. Algunos expertos opinan que sea de 3 - -
pie/seg, teniendo en cuenta que esto es un resultado del di-
seño de la planta. Sin embargo, también podría serlo de la
operación de la planta en donde el operador está tratando de
ajustar las cantidades de circulación para igualar una menor
concentración operativa de la solución.

Nota: La velocidad de los líquidos en circulación en pie/seg
cuando GPM es conocido, puede ser calculada:

$$vpps = 0.4085 (GPM)/D^2$$

Donde:

vpps = Velocidad, pie/seg.

0.4085 = Una constante

GPM = Galones por minuto

D = Diámetro del tubo, en (Pg.)

del ejemplo anterior de 58 GPM y un tubo de 2 Pg.

$$vpps = 0.4085 (58)/2$$

$$= 23.69/4$$

$$= 5.9 \text{ ó aproximadamente } 6 \text{ pie/seg.}$$

11. Utilice inhibidores de corrosión. Un requerimiento esen-
cial del inhibidor sea agua soluble, más bien que los tipos
convencionales de hidrocarburo soluble, uno de tales inhibi-
dores es el procedimiento Ucar, expedido por la Unión Carbi-

de no obstante, bajo cualquier condición, el inhibidor deberá ser totalmente compatible con otros compuestos químicos del sistema: inhibidores de pozo, impurezas, etc. La utilización de un inhibidor en particular deberá hacerse por recomendación de alguna autoridad, capaz de analizar profesionalmente el sistema y sus necesidades.

12. Evite los puntos de calor en las secciones del tubo de ignición, originados por la flama que no ha sido centrada apropiadamente o una vez más, por la formación de espuma, en donde ésta ha reemplazado al líquido y por lo tanto está en lugar del líquido, que se encuentra en íntimo contacto con el muro contra incendio de la tubería.
13. Los depósitos sedimentarios tienden a acumularse en las áreas de baja velocidad en el sistema, particularmente en el recalentador, y son conductores de corrosión galvánica. Debe prestar atención en limpiar tales sitios y, de ser necesario, hasta instalar una pequeña bomba centrífuga de recirculación.

Se ha descrito mucho acerca de la formación de espuma y sus causas.

Resumiendo, la solución óptima en cuanto a los problemas de ésta,

es el apropiado cuidado a la solución de amina, como parte de una buena práctica y resultados en las áreas siguientes:

1. Limpieza del gas de entrada.
2. Filtración.
3. Atención a la capacidad de los interruptores automáticos.
4. Cumplimiento sistemático de las maneras adecuadas de poner - en servicio el sistema o cualquier parte de éste.
5. Operación de recuperador.
6. Control de temperatura de la solución.
7. Utilización del inhibidor de espuma, asegurándose de que el inhibidor utilizado es compatible con el sistema. Como para el inhibidor de corrosión, las prescripciones para un inhibidor de espuma deberán venir de alguien calificado. No se -- utilice más que lo aconsejado; demasiado, puede causar formación de espuma. Pruebas "in situ", deberán realizarse utilizi

zando una muestra de la solución y una muestra del inhibidor, y observando su comportamiento en una probeta. Inyecte el inhibidor en la forma precisa que se prescribe por el proveedor.

8. No se utilice aceites o grasas (válvula de tapón de grasas) que contengan jabón o detergente base.

El instalar los medios de tratamiento de la solución de jabón vegetal activado, es bastante positivo en la mayoría de los casos de presencia de espuma severa. Por último, y para que el operador esté alerta, casi todo lo que origina corrosión también producirá formación de espuma.

Muchas condiciones de temperaturas hipotéticas se han tratado. Las condiciones de temperatura en la realidad pueden ser solamente determinadas en cuanto al lugar en que se emplazan la torre de destilación y el recalentador. Otras condiciones de temperatura son menos específicas, a la medida en que se encuentran influenciadas por condiciones ajenas: clima, temperatura del gas de salida, eficiencia del intercambiador de calor, ajuste del abanico, etc. Las temperaturas típicas para un desulfurador MEA, son:

Recalentador ,	230°F
Solución que se encuentra reposada en el interruptor automático	90°F
Solución de la columna de destilación enriquecida	185°F
Reflujo al enfriador	212°F
Reflujo del enfriador	130°F
MEA delgado al intercambiador	140°F
MEA delgado del intercambiador	90°F

Uno de los requerimientos de temperatura más exigentes del interruptor automático, deberá encontrarse a menor temperatura que la amina delgada en el absorbedor.

La temperatura también es importante en el depósito de MEA, al que se enfría a 50.9°F y es completamente soluble en agua a 68°F.

Desde luego, MEA debe ser almacenado a una temperatura cercana a los 55°F para estar preparada para su uso y para que esté en forma - -

líquida más que en sólida. El punto de las soluciones de MEA es:

<u>% de peso del MEA en agua.</u>	<u>Punto de Congelación.</u>
20%	30°F
30%	0°F
40%	10°F

La solución almacenada en tanques a temperaturas controladas deberá tener una capa de gas dulce, mantenida para evitar la oxidación.

El control de PH es exactamente el mismo del que se requiere para los sistemas TEG y deberá ser coordinado a través de personal técnicamente calificado. Básicamente, si la solución se encuentra sobrecargada de gases ácidos ($\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$). La amina tiende a convertirse en neutral y regresa el PH hacia el ácido corrosivo en la parte inferior de 7.0. Normalmente la amina será de un color blanco, pero a medida que -- tiende a convertirse en ácido, es de un gris sucio o negro en apariencia, a causa del óxido de hierro y sulfuro de hierro en forma de contaminación, indicadores de la incidencia de corrosión.

La fase final y probablemente de la desulfurización de MEA, la más importante, de una planta de operación en un campo de almacenamiento,-

deberá darse entre los periodos de receso, mantenimiento anual. Durante el periodo operacional de la planta, deberá llevarse una tabla diaria que detalle las áreas en que se dan problemas - fugas en particular - durante la temporada operativa y la frecuencia en la cual se dan cada una de ellas.

Esto ofrecerá un punto de partida y auxiliará para establecer las prioridades de mantenimiento.

También durante la temporada operativa y por medio de la consulta de las mencionadas notas, se pondrá de manifiesto que determinadas juntas y partes de repuesto deberán ser organizadas antes de que sean requeridas para el mantenimiento.

La tabla, aportará la información, suficientemente para las necesidades presupuestales de construcción. Un itinerario de reparación y mantenimiento deberá ser preparado, tomando en consideración el trabajo a realizar, el número del personal y de las horas hábiles de trabajo y procedimientos alternativos en el caso de que algún plan de trabajo sea interferido.

La primera providencia que debe tomarse es el continuar circulan-

do la solución sin flujo de gas, a través del interruptor automático. (Si fuese posible el circular gas dulce por el sistema durante este -- período, sería deseable en gran medida, aunque solo fuera un pequeño - volumen. Esto daría una cierta acción o agitación en las charolas y - ayudaría a la limpieza). Cierre, ya sea la válvula de gas de salida o de entrada pero mantenga una presión estable en el gas dulce. Las tem peraturas de operación deberán reducirse, aunque mantenidas suficiente mente altas para que la solución no se vuelva viscosa. Continúe cir-- culando, cambiando los filtros tan a menudo como se haya especificado hasta que la solución comience a purificarse y los filtros se vean lim pios. Después de que ésto ha sido hecho, el sistema deberá ser evacua do de toda solución de amina por el almacenamiento en tanques que con-- tengan una cobertura de gas dulce. El sedimento suspendido que se -- encuentra presente tenderá a gravitar fuera de la solución y hacia el fondo del tanque de almacenamiento, de donde puede ser extraído más -- tarde.

A continuación, el sistema deberá ser llenado con agua y el proceso de circulación repetido. Durante el baño de agua, los solventes pueden ser utilizados pero solamente aquellos prescritos por personal técnico. Muchos de los compuestos de que se puede disponer en el mercado, dejan una película que más tarde producirá formación de espuma en las opera---

ciones rutinarias, mientras que otros solventes podrían reaccionar con la amina o las impurezas y producir vapores dañinos o tóxicos. Verifique que personal responsable se haga cargo de este problema. Además de realizar el baño de agua, el sistema deberá ser completamente evacuado y las áreas, con problemas previamente detectados, deberán ser desmanteladas para su reparación e inspección.

El personal de operación de la planta y las experiencias y problemas que se dieron durante la temporada operativa anterior, ofrecen la fuente más valiosa para determinar en que extensión la inspección de - desmantelamiento deberá darse, sin embargo, algunos trabajos que deberán ser realizados anualmente, por lo menos. Esto incluye, aunque no se limita, a la remoción de las tuberías de ignición, tanto en el re-- clamador como en el recalentador; el quitar varias secciones de intercambiadores de calor de tubo de aleta; inspección completa de todas -- las bombas; de los controles del fogón, de combustible; de todas las - válvulas de control y ensamblajes del activador, tanto en el gas como en el líquido; así como de todos los medios de seguridad incluyendo --- tanto alarmas como cierres. Los interruptores automáticos, deberán ser inspeccionados a la brevedad posible. Cualquier depósito de sedimento deberá ser removido y el metal inspeccionado cuidadosamente para detectar la corrosión. todas las ventilas deberán ser inspeccionadas con - el mismo fin.

Una palabra de advertencia. No intente reutilizar las juntas con el objeto de economizar. Las probables pérdidas de solución que se -- dieran por la reutilización de las juntas, normalmente harán pagar por las nuevas.

Cualquier recipiente que debe ser integrado, debe ser limpiado -- exhaustivamente y mantenidos libres de vapores de origen químico duran^{te} el trabajo. Todas las fuentes de gas deben ser totalmente aisladas del recipiente. Estos deberán ser purgados de vapor y limpiados antes de ser ingresados.

El equipo de seguridad y los aparatos de detección de vapor debe-- rán encontrarse disponibles; deberá de prestarse atención a los inte-- rruptores automáticos de piso y a las torres de destilamiento, cuando se requiera de mantenimiento interior.

La seguridad forma parte de la política industrial, con referen-- cia especial al tipo de trabajo de realizarse. MEA, al igual que TEG, no se encuentra en las azarosas clasificaciones de sustancias; no - - obstante, es un compuesto químico que requiere de un criterio conve--- niente en su manejo.

Recorridos de prueba a las plantas de desulfurización, deberían - de realizarse con bastante anticipación a la operación, para determi-- nar si posteriores reparaciones se hacen necesarias.

En conclusión, el grado de libertad de operación de los problemas durante los períodos de receso, será directamente proporcional al mantenimiento realizado fuera de temporada y el establecimiento y consecución de buenas prácticas operativas mientras que la planta se halla en operación.

CAPITULO V

DESHIDRACION 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. Estas 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 se mueven suspendidas en el flujo del gas debido a la velocidad. 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.

El agua en un gasoducto o en el yacimiento se encuentra en estado: líquido, gaseoso o sólido, dependiendo de la temperatura y considerando que la mayoría de los gasoductos son operados a altas presiones. Esta es una consideración para la cantidad de vapor de agua que un gas puede contener y de las condiciones para que los hidratos se --

formen a una temperatura constante y volumen variable con la presión.

El punto de rocío es un término frecuentemente escuchado en los sistemas de los gasoductos y a través de localizaciones en los campos de producción y almacenamiento.

Cuando se tiene en un lugar geométrico los puntos presión - temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de las dos fases esta secuencia de puntos críticos unidos se le conoce como curva de rocío o condensación.

El punto de rocío del fluido se determina en el flujo del gas, -- solamente se verifica con el diseño de un instrumento sofisticado para detectarlo a alta presión. Es equipado con manómetro, un acero altamente pulido con superficie espejada, es una forma de reducir la temperatura con esta superficie espejada, además, un termómetro para medir la temperatura a la cual el vapor de agua empieza a condensarse, así -- como también la condensación fuera del flujo de gas, en consecuencia, la desviación dentro de la superficie espejada ver Fig. V-1.

La determinación del punto de rocío se especifica solamente para cantidades de vapor de agua presentes en el flujo de gas y está rela--

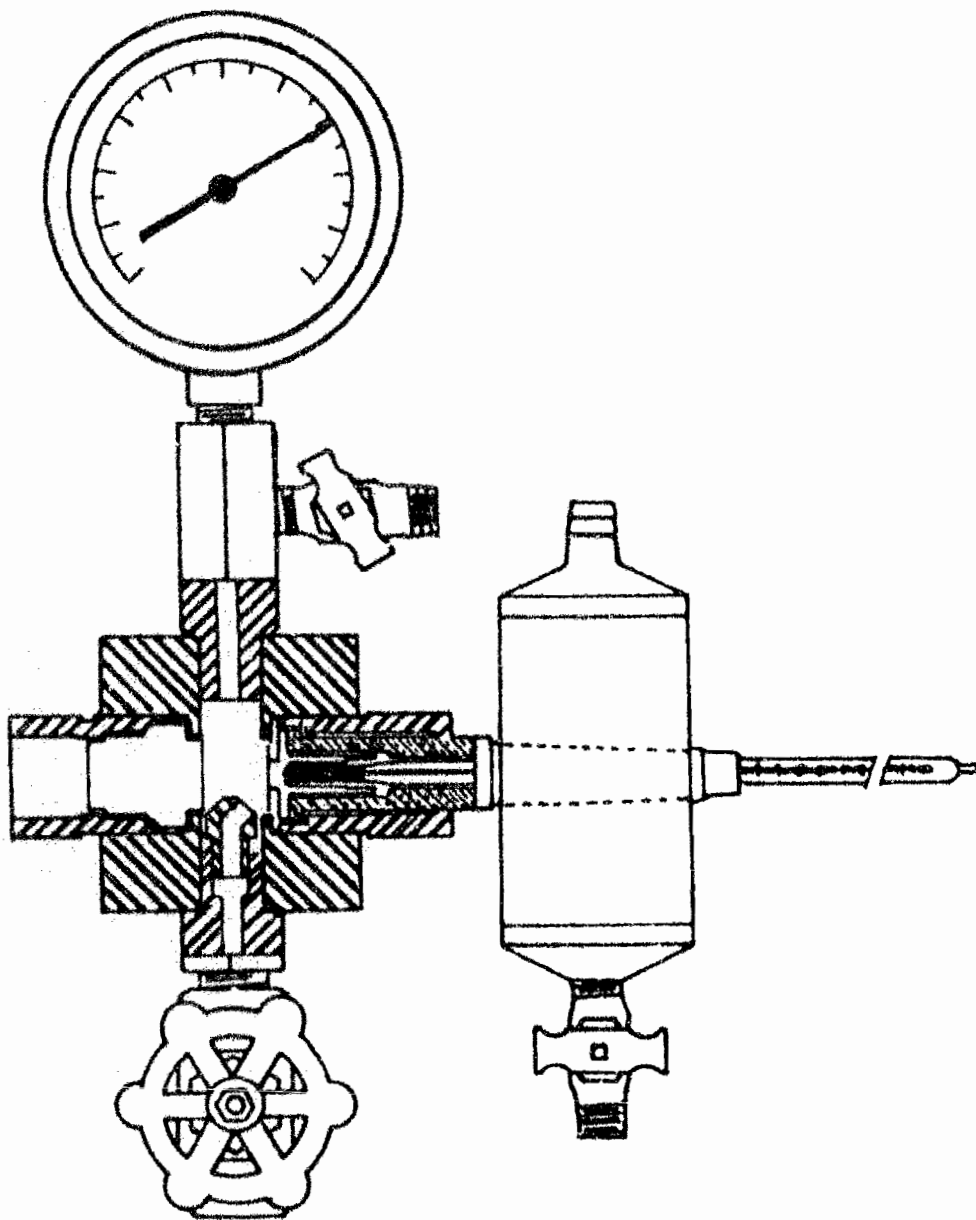


FIG. V-1 VISTA SECCIONAL DEL APARATO
PARA EL PUNTO DE ROCIO

cionado a la cantidad y cuantificación del agua libre presente. Sin embargo, varias suposiciones se pueden hacer basándose sobre las pruebas de éste.

1. Si ocurre a una temperatura menor que el flujo de gas a la temperatura del gasoducto y a la misma presión, se puede concluir que el agua está solamente presente en un estado de vapor en el instante último que cede.
2. Si ocurre a la misma o a una temperatura más alta que la del gasoducto y a la misma presión, se puede concluir que el gas es transportado con agua al entrar con el condensado o en estado líquido, si es en forma de aerosol o en pequeñas cantidades de espuma.
3. Se dice que un gas podrá saturarse con vapor de agua cuando el flujo del gas en el gasoducto está a la temperatura de rocío y están en equilibrio a una presión constante. En cualquier momento es lo que ocurre, por lo tanto se concluye que también existe condensación del agua que está presente en el flujo del gas.

El contenido de agua y el punto de rocío son importantes para la

transmisión del gas natural. Recordando que las pequeñas cantidades de agua se pueden considerar diluyentes y las cantidades más grandes contaminantes. Un flujo de gas a 600 lb/pg² y 50°F con un punto de rocío a 10°F está operando mucho menor que las condiciones de saturación del gasoducto y se transporta aproximadamente 5 lb. de vapor de agua por MMPC, como se muestra en la Fig. V-2.

Ciertamente la cantidad de vapor de agua presente en esta instancia no es consecuentemente significativa en la operación. Las 600 lb/pg² del gas se puede expandir a 50 lb/pg² y no podría ocurrir la condensación a menos que la temperatura bajara a -30°F. Esta es la base para una cantidad arbitraria ampliamente aceptada en la industria petrolera, tal que, el gas contenga 7 lb. de vapor de agua o menos se considera correcto. En este ejemplo en particular, si el gas fue expandido, regulando o bajando a 50 lb/pg² la temperatura resultante podría solamente ser aproximadamente 13°F arriba de cero y es todavía considerablemente aproximada a los 35°F abajo de cero. El gas natural se reducirá a la temperatura de aproximadamente 6.7°F para cada 100 lb/pg² en la reducción de presión, ó $(600 \text{ lb/pg}^2 / 100) (6.7) = (50^\circ) - 13^\circ\text{F}$. Este proceso de enfriamiento en la presencia de la reducción de presión o expansión.

Si esta misma saturación de gas indica 600 lb/pg² y 50°F, - -

reconociendo una conclusión previa que el punto de rocío indica la saturación que puede suponer que el agua presente está libre, entonces una reducción de presión para solamente 300 lb/pg² pudiera resultar -- unos 32°F. El agua en forma condensada se liberará a esa temperatura.

Aunque a 600 lb/pg² y 50°F está saturada, el contenido de vapor de agua es de 18 lb/MMPC, entonces 1 MMPC tiene un peso de 47,000 lb, -- el porcentaje de agua total es solamente: $18/47,000=0.00038$, o sea, -- 38/1000 (0.038%).

En consecuencia existe la posibilidad de formación de hidratos en el sistema. Los hidratos se forman con frecuencia cuando una línea de gas es reportada para ser descongelada.

Técnicamente, los hidratos son componentes que se forman por la unión del agua con algunas otras sustancias. Cuando el gas natural se concentra, las sustancias son gases de los hidrocarburos. Describiendo brevemente una formación de hidrato aparece normalmente en forma -- cristalina en pequeños bloques de hielo astilloso que pueden restringir o bloquear el flujo de gas en la tubería y su formación se ha descrito como un fenómeno y ocurre cuando existen las siguientes condiciones:

1. Presencia del agua libre.
2. Presencia de los hidrocarburos, principalmente metano.
3. Turbulencia en el flujo de gas.
4. A condiciones de la presión y temperatura.

El contenido de vapor de agua, en la gráfica de la Fig. V-2 muestra que los hidratos se forman a temperaturas considerables más grandes que el punto de congelamiento del agua libre. El área entre las tres curvas (ashurada) indica las probables condiciones para la formación de hidratos. El rango de presión/temperatura es variable, dependiendo de la ubicación donde se aplique para su operación en el tratamiento del gas en la industria petrolera. A 300 lb/pg² abs, los hidratos pueden formarse en el rango de temperaturas de 40-55°F; a 500 lb/pg² abs, dentro del rango de 48-62°F; y a 800 lb/pg² los hidratos pueden formarse a temperaturas arriba de los 68°F. La turbulencia, es una de las condiciones para la formación de hidratos es la más prevalente en las estaciones al medir y regular el gas, en consecuencia, a los incrementos en las velocidades, por los múltiples o juegos de válvulas y cambios bruscos en la dirección del flujo.

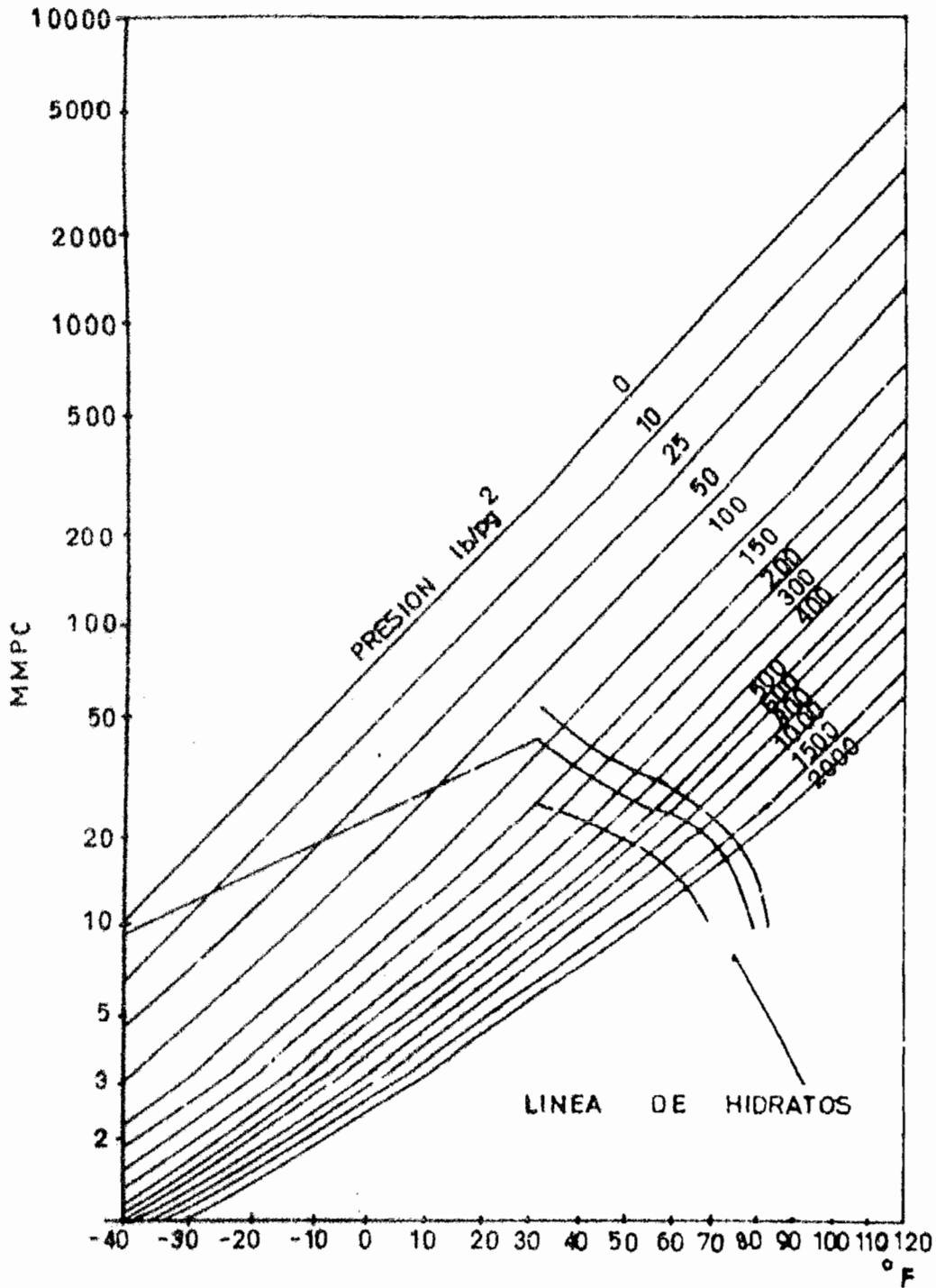


FIG. V-2 CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA COMPRIMIDO EN EL GAS NATURAL

La gráfica también muestra las presiones más bajas a temperatura constante, el mayor volumen de vapor de agua que se obtendrá en el gas. Por ejemplo, un gas a 800 lb/pg² y 40°F puede contener 11 lb. de vapor de agua/MMPC mientras que a 100 lb/pg² a la misma temperatura puede contener 52 lb/MMPC de gas.

Para una mejor explicación de ese efecto en los flujos, se puede consultar la tabla de vapor que aparece en la Fig. V-2. El contenido de vapor de agua es un resultado de las leyes de la presión parcial y la temperatura, pero experimentalmente con la comprensibilidad de los gases se ha comprobado que el contenido de vapor de agua será mucho más grande que lo teóricamente calculado por el uso de tal información. Por lo tanto es una razón para facilitar la deshidratación en muchas localizaciones de almacenamiento y generalmente donde están los campos de producción de gas. Las plantas de deshidratación son diseñadas para remover los condensados de agua desde el gas; asimismo los depuradores y separadores son utilizados para tal fin.

Hay varios métodos para remover el vapor de agua del gas natural. De estos métodos, dos son generalmente usados. El primero y el más empleado en la industria petrolera es el sistema con glicol. El segundo utiliza componentes sólidos teniendo una alta afinidad para el agua. Los agentes de éstos posteriormente se tendrán como unidades --

TABLA V-2

CONTENIDO DEL VAPOR DE AGUA EN LA
COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL

Saturado a las temperaturas y presiones muestra para las - -
características en libras de agua por millón de pies cúbicos
de gas natural medido a 14.7 lb/pg² abs. y 60°F.

NOTA: La línea de sólidos son una información de un experi--
mento que se obtiene en líneas extrapoladas.

COMPOSICION DEL GAS

CO ₂	-----	0.3%
N ₂	-----	9.5%
CH ₄	-----	79.4%
C ₂ H ₆	-----	5.8%
C ₃ H ₈	-----	3.6%
C ₄ H ₁₀	-----	1.4%
		<u>100.0%</u>

La línea de hidratos es para este gas las mostradas como un
límite probable para las curvas de hidratos en el gas natu-
ral.

Basada la información por Deaton y Frost, US Baren of Mines.
Curvas aproximadas a 600 lb/pg² son basadas en la informa---
ción de Russell, Thompson, Vance y Huntington, Universidad -
de Oklahoma.

que son comunmente atribuidos como desecantes y son producidos por varios fabricantes.

Los agentes sólidos que se usan frecuentemente para pequeños volúmenes de secamiento es el sílice gel. Este es de uso común para secar los instrumentos en lugar de aire. Es extremadamente bueno para este propósito porque es aprovechado como indicador. En otras palabras, -- cuando está seco, es de color (azul); pero cuando llega a ser cargado de humedad cambia de color (de rosa a blanco). Cuando llega a estar -- saturado, puede regenerarse con apoyo de un horno o simplemente de un calentador para utilizarse. Donde estas unidades son instaladas, -- ellas deben ser verificadas con frecuencia como sea posible hasta una vez que el factor experimentado se pueda estabilizar para los propósitos de la regeneración ver Fig. V-3.

De tal manera que posteriormente las unidades de deshidratación -- en operación son para volúmenes más grandes de almacenamiento y en las localizaciones de producción se tiene el tipo de glicol. El medio es el glicol o líquido absorbente, así como, los dietileno y trietileno. Posteriormente, el trietileno de glicol (TEG), es el más frecuentemente usado para los propósitos de la deshidratación. Las razones técnicas para usar el TEG, son múltiples y en algunas ocasiones arbitrario. Sin embargo, estas consideraciones son más allá del alcance de esta --

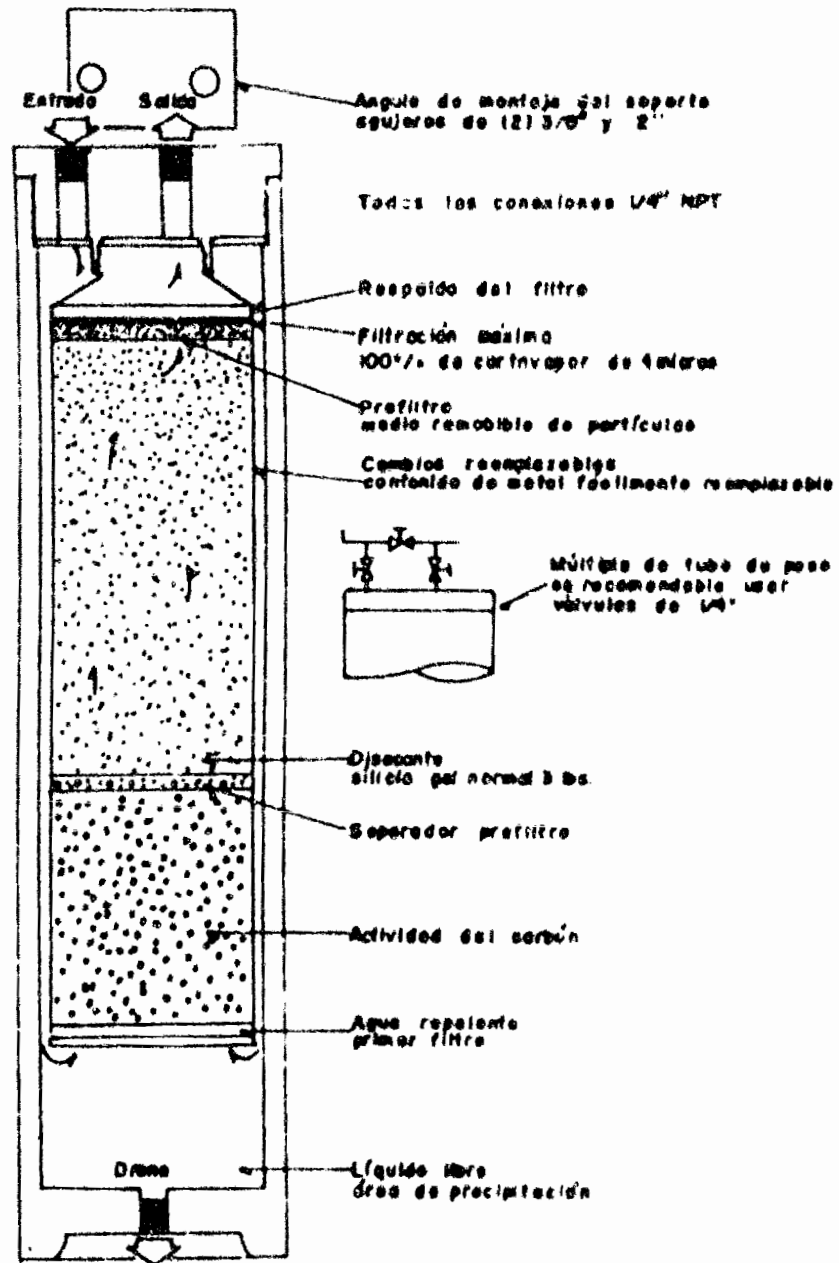


FIG. 3 INSTRUMENTO SECADOR DE FILTRO

tesis y entra en discusión para temas posteriores. Para este tema se acepta que el TEG es de los agentes más satisfactorios para uso general debido a:

1. Tiene una alta afinidad con el agua.
2. Por comparación, el costo es razonable.
3. Es prácticamente no corrosiva.
4. Es una sustancia estable.
5. La regeneración es continua y simple.
6. La viscosidad es compatible aproximadamente a 50°F.
7. La presión de vapor es baja a las temperaturas de operación.
8. Baja solubilidad para los gases naturales.
9. Por comparación tiene baja tendencia a la formación de espuma o la emulsificación.
10. El punto de ebullición es mucho más alto que otros glicoles.

Cuando el vapor de agua en el gas es absorbido por contacto con TEG, se describe como el higroscópico o el absorbedor y retenedor de agua. El glicol tiene una alta afinidad con el agua o el agua es - -

soluble en el glicol, como la sal es soluble en agua. Por otra parte, para reconocer su acción de transportar al sitio, no es una consecuencia particular, sino que es una parte del diseño y la cantidad por especificación para el criterio de operación. Se puede observar que el TEG se congelará, pero agregando agua se reduce el punto de congelación ver Fig. V-4.

La deshidratación básica del TEG facilita normalmente la consistencia en la entrada del gas al dispositivo depurador/separador, un absorbedor o el contactor donde está el proceso de la deshidratación del gas ocurre, es un intercambiador de calor donde la solución que se tiene es enfriado y la solución enriquecida es precalentada, algunas veces se tiene el separador instantaneo para la salida de los gases, con sistema de filtro, un mechero de gas en el calentador algunas veces sobre un removedor en el sistema del gas, una torre de destilación en un sistema de reflujo, y un tanque de almacenamiento recolectando o las unidades de redestilación. Enriqueciéndolo, interconectado e inclinado, ahora, la solución en las tuberías junto con las llaves en el sistema. El equipo auxiliar incluye bombas de desplazamiento positivo de alta presión, bombas circulantes, válvulas de control nivel de líquido (LLC), sistema de llenado al calentador, control de niveles y controles termostáticos. Las figuras V-5, V-6 y V-7 muestran las partes internas para una mejor visualización.

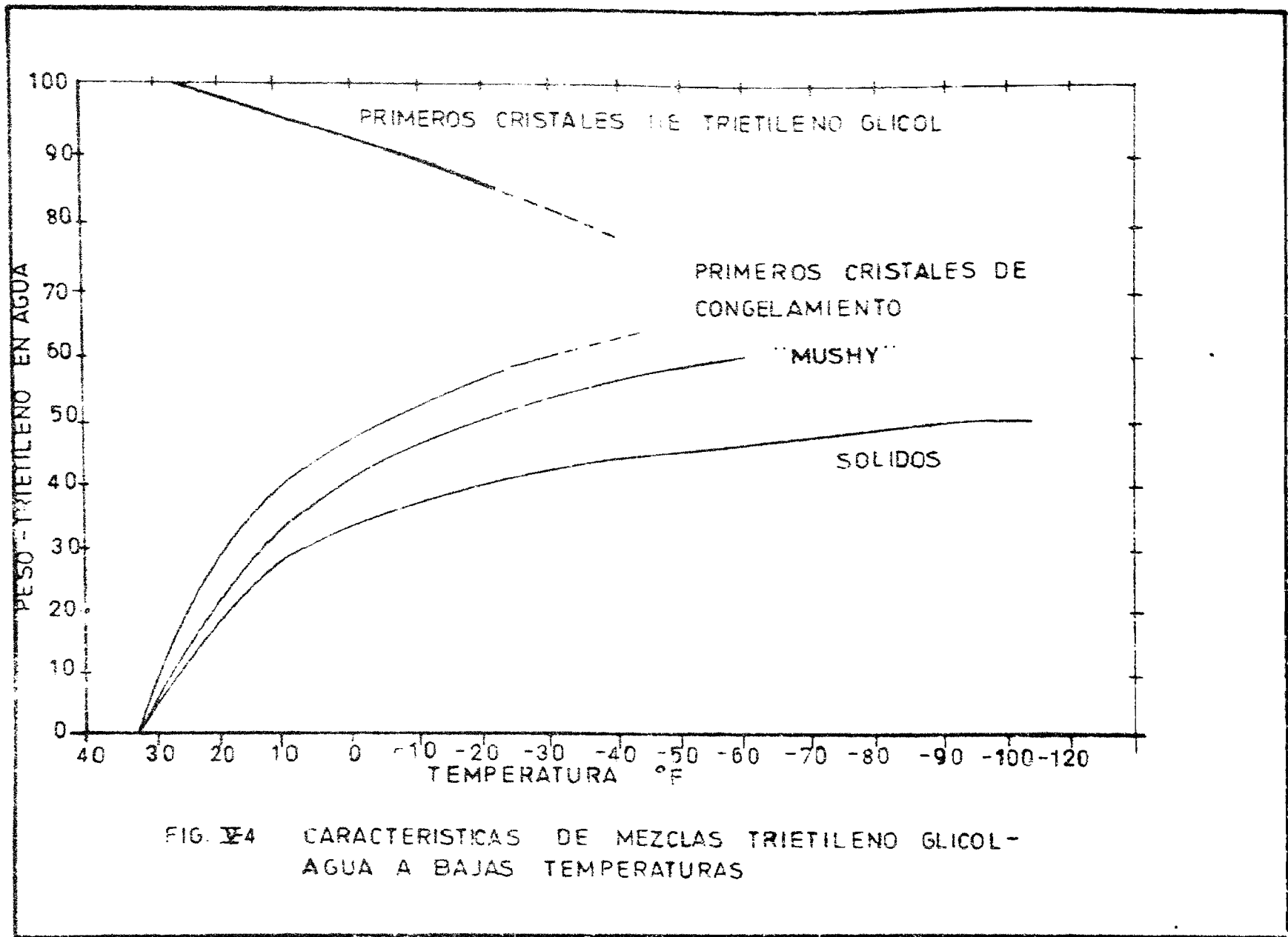


FIG. 4 CARACTERISTICAS DE MEZCLAS TRIETILENO GLICOL-AGUA A BAJAS TEMPERATURAS

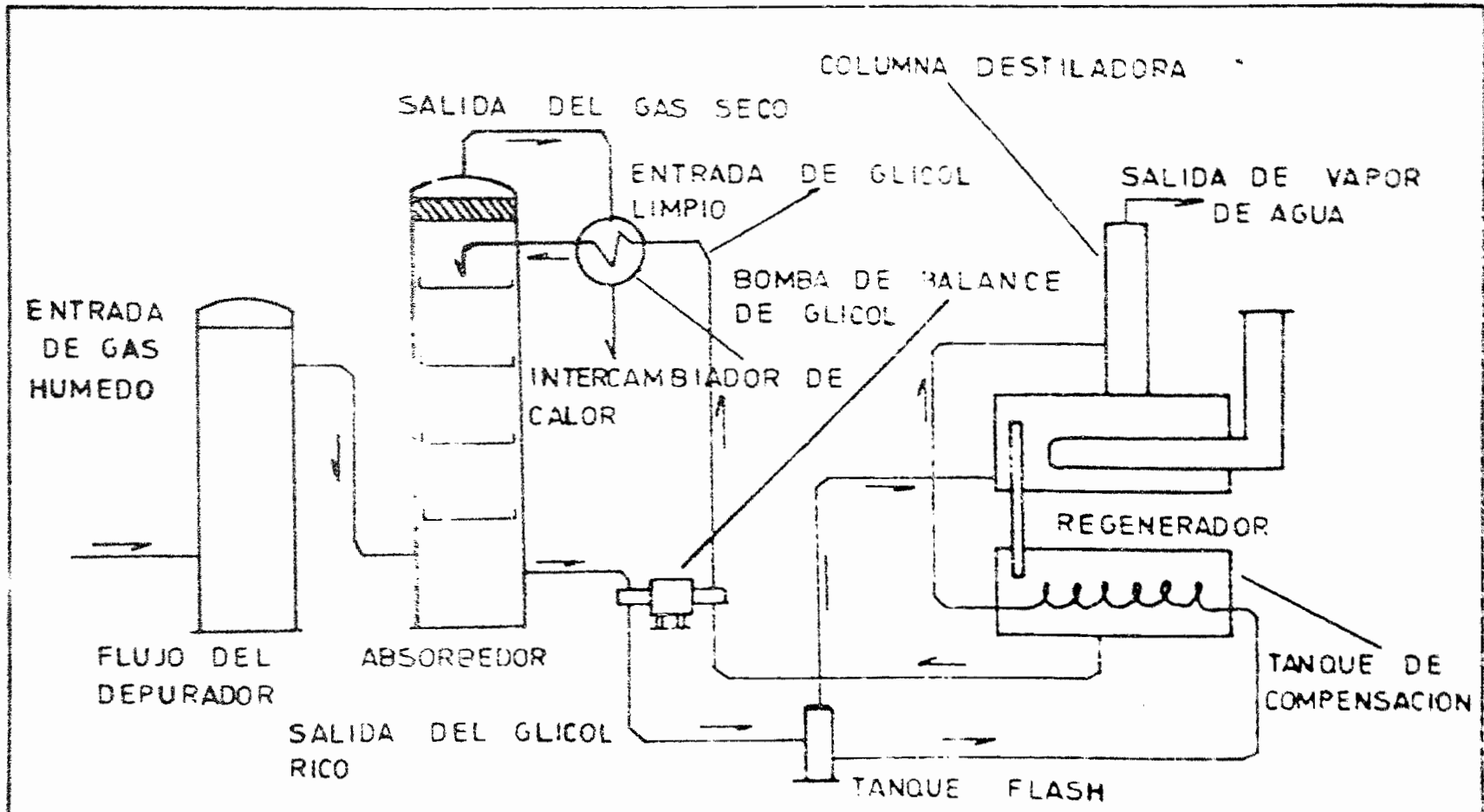


FIG. 5 DESHIDRATADOR

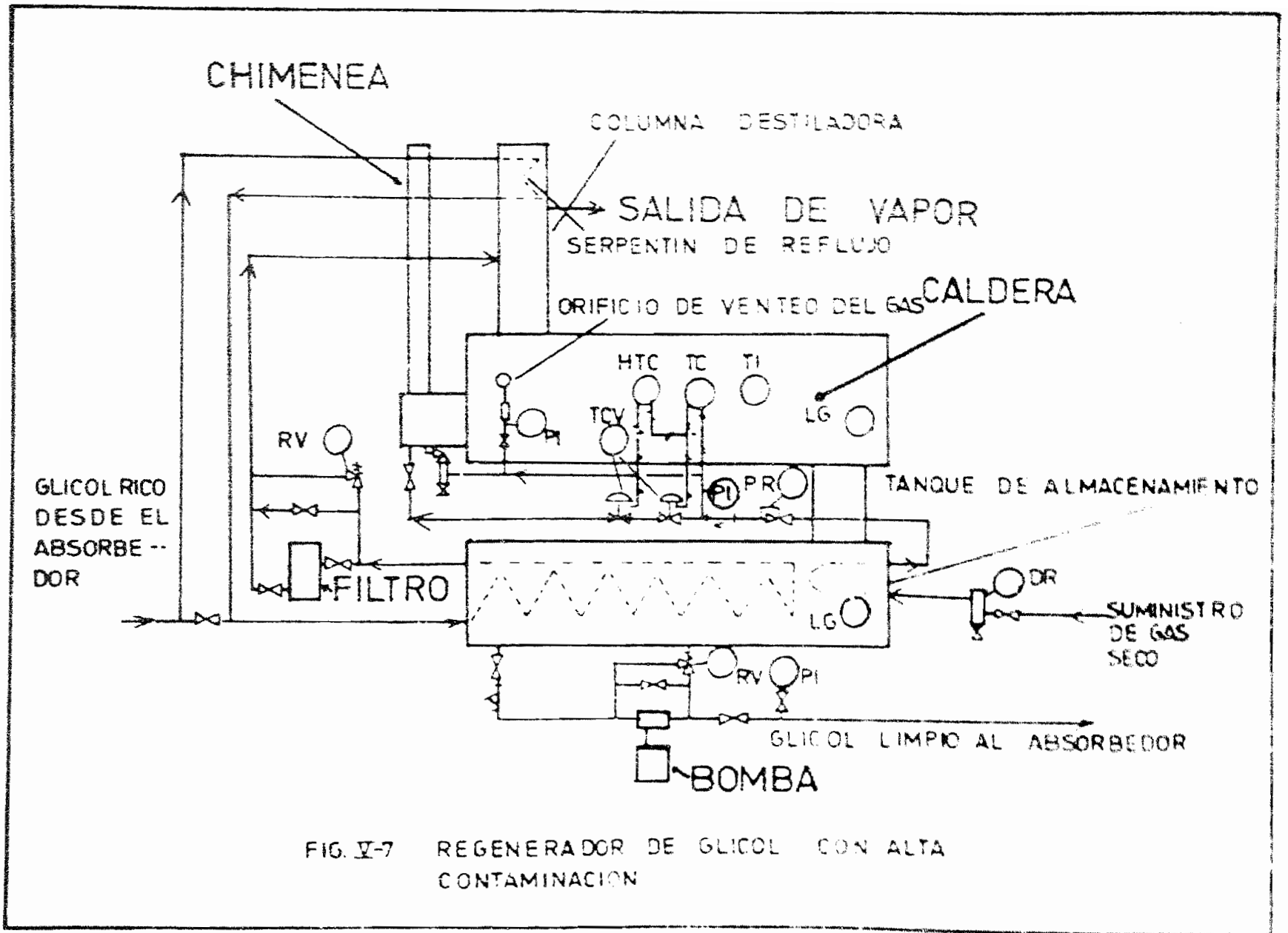


FIG. V-7 REGENERADOR DE GLICOL CON ALTA CONTAMINACION

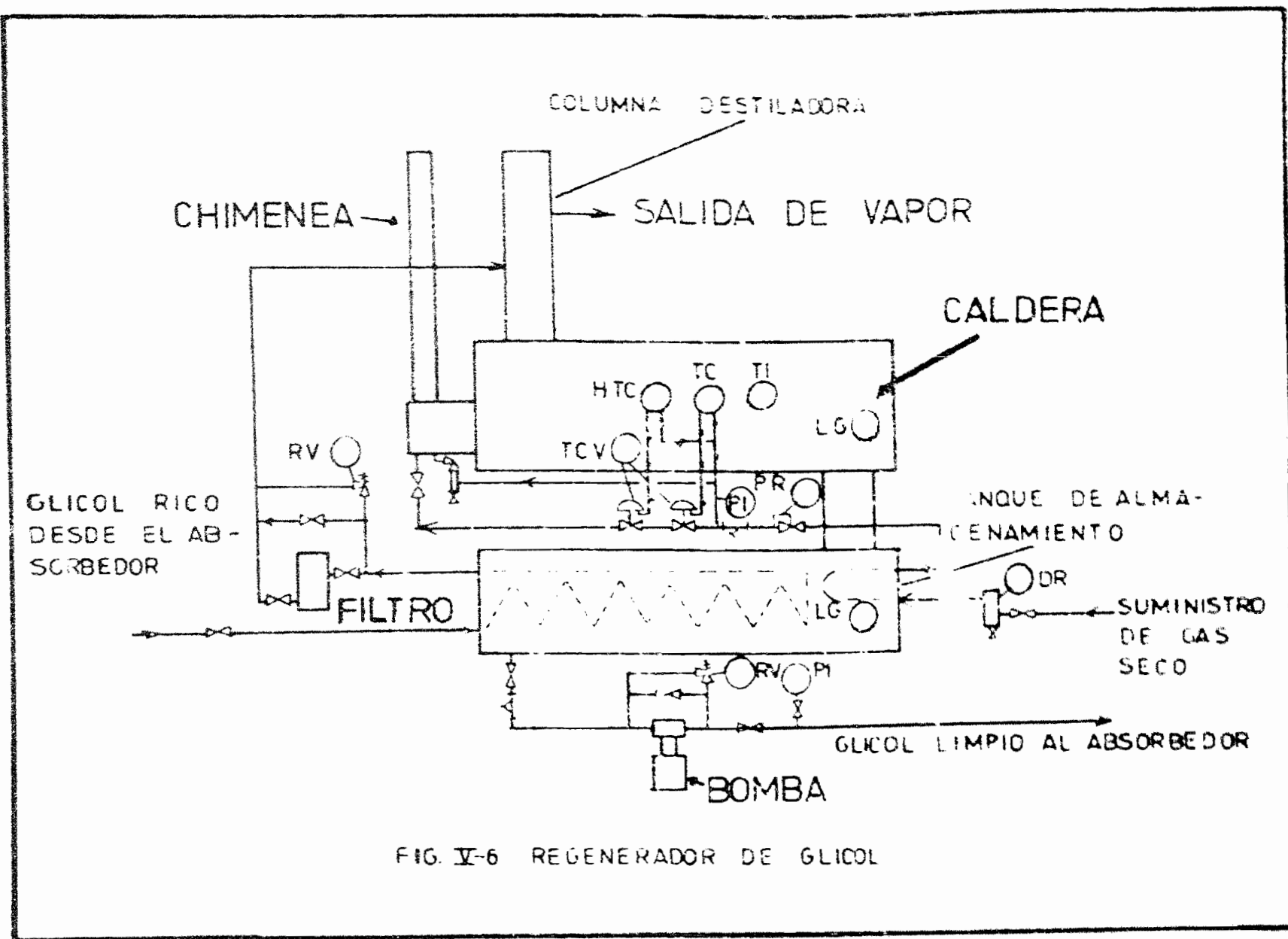
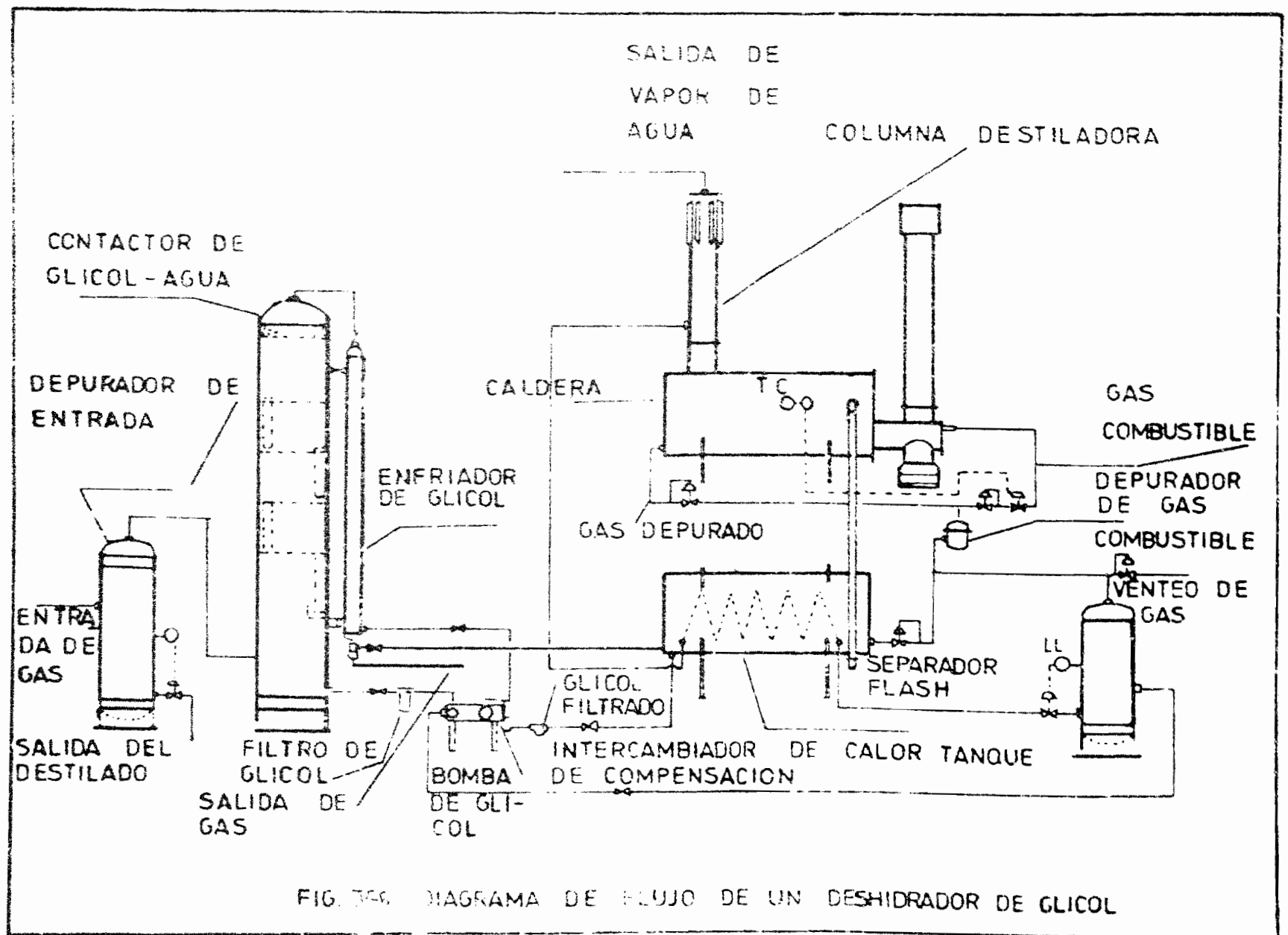


FIG. V-6 REGENERADOR DE GLICOL

El proceso y el flujo a través del sistema se describe como sigue:
El flujo de gas húmedo entra primero al depurador, donde cualquier líquido acumulado es removido. El separador puede clasificarse como una unidad de dos fases: un recipiente suficientemente largo que reduce la velocidad, muchas veces permite a la partícula por simple caída por -- gravedad una separación de la fase líquida y la gaseosa y por medio de un extractor de niebla. El gas entonces entra por el fondo del contactor TEG-gas. En algunas unidades, el contactor tiene un sistema de -- tres fases por donde el gas entra a una sección de acumulación, en - - seguida cualquier partícula no removida por el depurador, también - - actúa por gravedad en el flujo. Actualmente cualquier diseño del número de fases que se quiera aplicar dentro de un absorbedor. Por lo - - tanto se facilita la purificación de la materia en el sistema TEG-gas.

Muchas unidades auxiliares se proponen desde el principio para -- que se incorporen al sistema y esto es solicitado por el técnico, por ejemplo, un intercambiador de calor adicional puede incorporarse den--tro de la unidad, como se muestra en la Fig. V-8.

Después que el gas entra al fondo del contactor o depurador o a - la sección del acumulador, se hace fluir en forma ascendente a través de un extractor de niebla, dependiendo sobre la fabricación de éste, -



así podrá tener algún tipo de chimenea coalescedor, por la cual, la --
confianza que las cantidades finales de cualquier remanente de líqui--
dos libres son depurados del gas. El TEG en el contactor actúa a con--
traflujo con un absorbedor MEA, los líquidos removidos en el TEG en --
una sola fase en la sección del tanque de almacenamiento son distribui
dos dentro del sistema de circulación MEA donde ellos son reducidos. -
El flujo de gas entra a la sección de platos tipo burbujas del reci--
piente donde el contactor es formado junto con el TEG. Después pasa a
través de 4 ó 5 secciones de platos tipo burbujas, éste pasa a través
de 1 ó más extractores de niebla donde el TEG transportado es removido
antes de reintegrarse al sistema del gasoducto, obteniéndose un seca--
miento y un producto limpio. El criterio de diseño determina el núme--
ro de recipientes de copas de burbujeo. Algunos de los sistemas utiliz
an solamente dos recipientes, de cualquier manera los fabricantes usan
rán 4 ó 5 secciones. Omitiendo el número, el primer plato remueve las
cantidades más grandes de vapor de agua y el porcentaje disminuye para
removerlos, para un límite de platos donde su eficiencia para remover
será solamente un porcentaje fraccional del primer plato.

La Fig. V-9 muestra una gráfica de la forma de cada recipiente -
para un juego de seis platos del contactor. Las temperaturas tienden

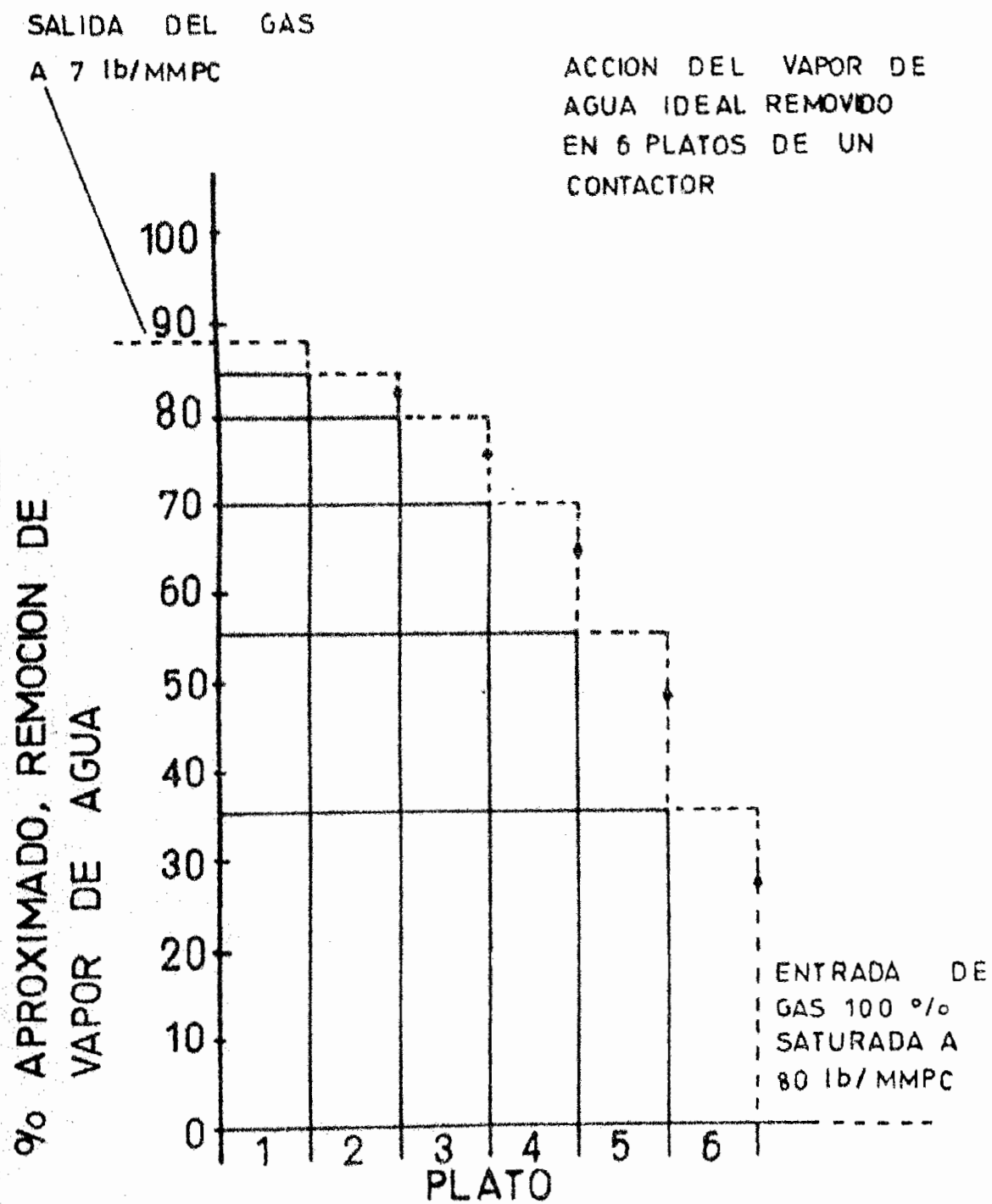
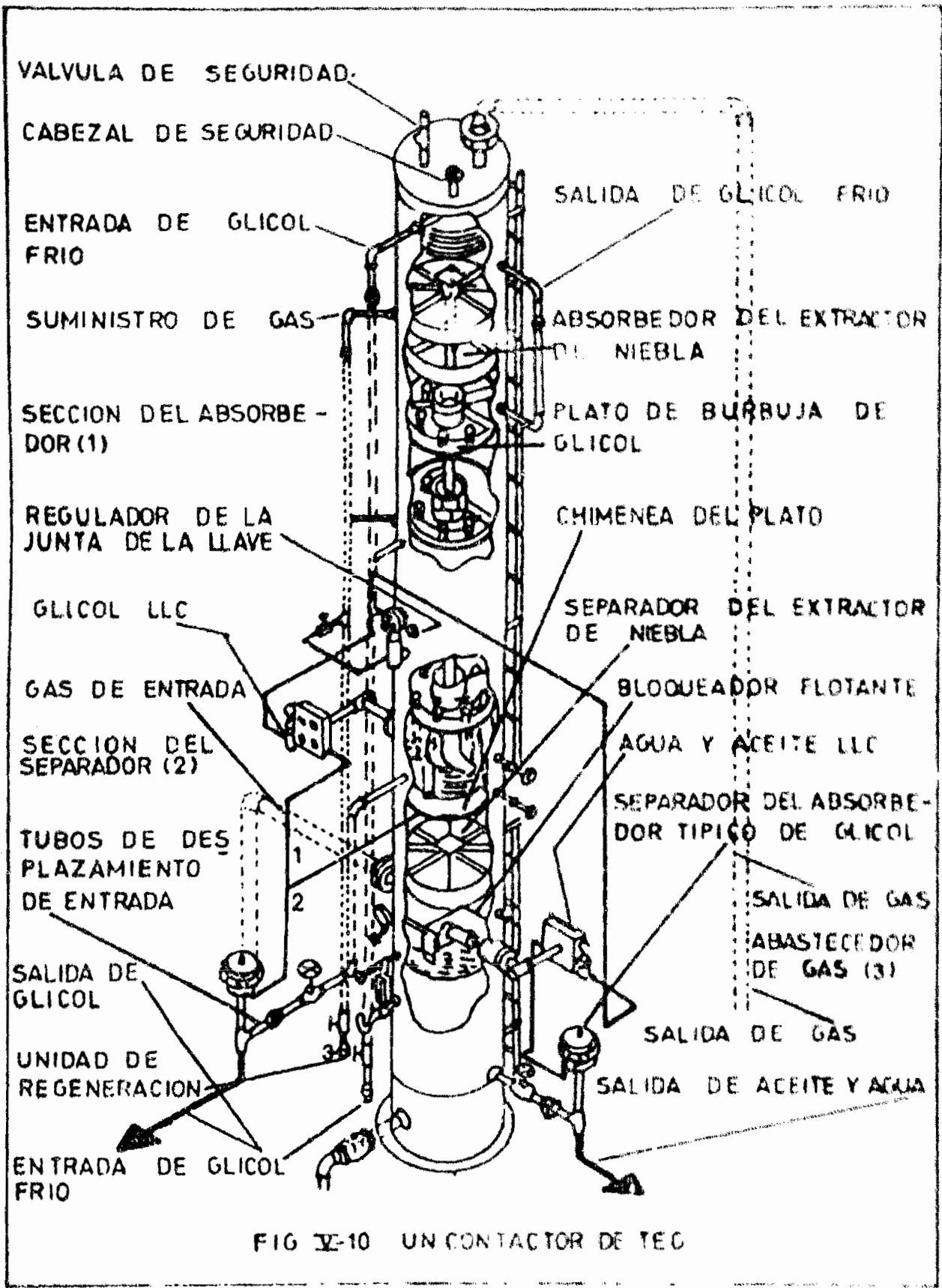


FIG. 9 ACCION POR PLATO EN UN CONTACTOR

a ser un porcentaje del gas y de la solución para cada plato. En algunas ocasiones, el gas es agregado en el proceso a través de un orificio de la salida de un tanque de almacenamiento como un esfuerzo final.

La Fig. V-10 presenta un corte de la sección transversal que muestra el interior del recolector de un típico contactor de TEG. La Fig. V-11 es otro croquis de un contactor con un soplador de un tipo de copa de burbujeo. Otra manera y dependiendo más sobre la fabricación en particular las copas de burbujeo son de diferente diseño pero cada una tiene el mismo acabado funcional como se describe en las figuras, que entra junto con el TEG, en la cima del contactor y por gravedad a través de una serie de tubos descendiendo, a chimeneas, de un recipiente a otro. Cada recipiente es equipado con algún tipo de arreglo de vertederos para la retención del TEG sobre el recipiente para un nivel que requiere el gas para hacer íntimo contacto. El TEG enriquecido es acumulado en una sección equipada de un control del nivel de líquido que opera a control. En algunas aplicaciones con baja presión, podría ponerse una bomba en operación. Normalmente, la presión del contactor es suficiente para forzar al TEG enriquecido dentro del sistema de redestilación. Bombas de desplazamiento positivo o de émbolo impulsan



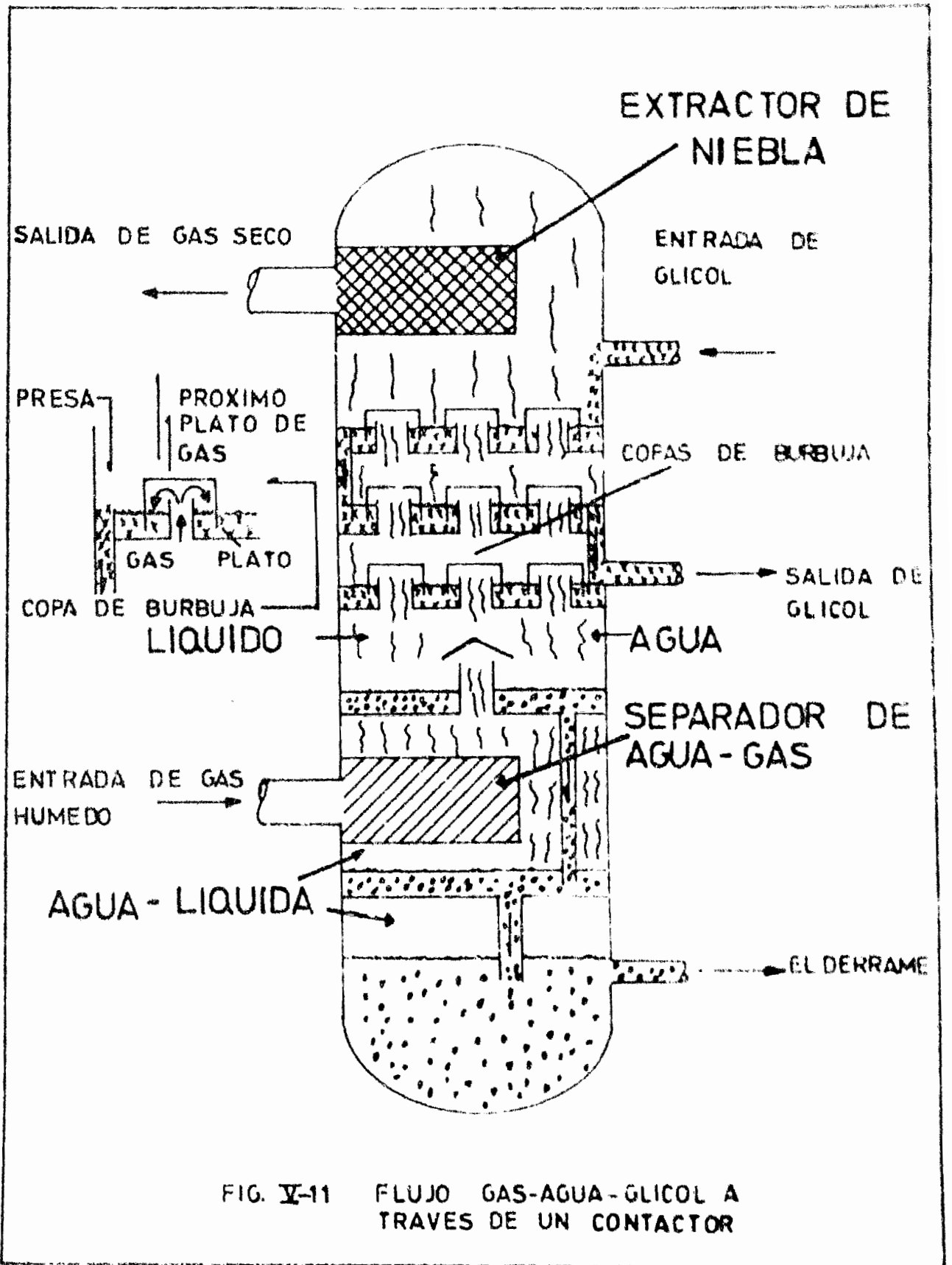


FIG. V-11 FLUJO GAS-AGUA-GLICOL A TRAVES DE UN CONTACTOR

el TEG limpio dentro de la cima del absorbedor. Un ciclo recuerda la referencia para las condiciones en el sistema del tipo de gas en la solución es simplemente que "el apoyo es limpio". La solución enriquecida contiene todos los contaminante que son removidos desde el gas.

La solución enriquecida, sobre el control de nivel de líquido de la válvula, entra a un filtro para prelimpiarse (no todo el sistema usa un filtro). Y posteriormente, a un tanque de separación instantáneo donde los gases absorbidos son descargados a la atmósfera, usados como combustible o son llevados al tanque depurador de gas. La solución es precalentada antes de que finalmente entre a la torre de destilación y el sistema del calentador para la redestilación antes de empezar a recircular a través del proceso de ciclo continuo.

Algunas unidades regenerativas se equipan con un sistema de depurador de gas. Este consiste en la reconcentración del TEG para un alto aprovechamiento, así se incrementa su afinidad con el vapor de agua y la eficiencia del sistema. La cantidad de gas usado por el depurador de gas varía entre 2-10 pie³/GAL de glicol circulado. También, la torre de destilación es equipada con un sistema de reflujo, como sea el vapor de agua escapa a la atmósfera pero los vapores de

glicol son recondensados y regresan por gravedad dentro del sistema de circulación.

La torre de destilación es semejante a un empacamiento, en algunas instancias es una secuencia de platos, ya sean del tipo válvula o cápsula de burbujeo y generalmente se construyen de acero, con diámetros de 30 pg. o más. Generalmente se hacen de 16 a 18 pg. de ancho de manera que puedan ser reemplazados, a través de un registro de hombre en la torre.

En algunas torres de destilación se usan empacamientos en lugar de platos, éstos están hechos de plástico, metal y cerámica, la selección depende de la corrosividad y de las propiedades solventes de la solución en la torre.

Estos varían desde 1/4/pg. a 1/2 pg. conteniendo anillos o cojinetes muy parecidos entre sí, ya que los primeros tienen una forma como la de un dedo, los otros son puntiagudos con las mismas dimensiones.

El empacamiento se soporta de la torre con una mampara entre ésta y el calentador. Esta mampara debe ser de acero inoxidable, sin

embargo, unidades antiguas tienen mamparas hechas de un simple carbón duro o acerado. Este puede ser corrosivo por su descarga sobre el --- empacamiento dentro del calentador. También en algunas unidades donde el tanque de almacenamiento se localiza bajo el calentador y conectado con una tubería de gases combustibles con un arreglo de vertedero, este puede ser una sección de empacamiento. Contaminada la solución - - tendrá un taponamiento pudiendo causar problemas. Uno de los cuales -- sería la contra presión creada sobre la caldera, los cambios producen un punto de calentamiento más alto y en consecuencia menos eficiencia en la deshidratación. El sistema de reflujo sobre el glicol en la -- torre destiladora es normalmente un arreglo de tubo adecuado que tie ne ventajas de enfriamiento por la atmósfera y resulta la condensación de los vapores del glicol. Sin embargo, algunas columnas donde tam--- bién circula el glicol se enriquece por el frío de un espiral para -- enlazar la acción de reflujo.

Un sistema de deshidratación de glicol que es propiamente diseña- do y equipado mecánicamente suministra un mínimo de problemas de opera ción si se le da mantenimiento rutinariamente. Sin embargo, muchas -- consideraciones de ciertas rutinas de inspección, observaciones y fun- ciones de mantenimiento, que si se aplican, tenderán a reducir el - - manejo de las desviaciones que pudieran ocurrir.

En cualquier periodo de continuas operaciones, puede ocurrir un -
derribamiento de un absorbente o un contactor que podría ser por una -
explosión, por un incremento de su presión. De manera, que la presión
en la unidad, sería menor a la presión de operación. De ahí que cuan-
do en la unidad empieza a subir la presión de operación, se hace gra--
dualmente. Las unidades son diseñadas para una presión diferencial --
muy baja a la cantidad de la capacidad del flujo. Incrementos de pre-
sión de impacto caerá excesivamente en los cruces diferenciales en la
parte interna del plato de los extractores de niebla, etc. y el resul-
tado puede fisurar exteriormente o dañar la unidad.

En un sistema dentro de la operación, la solución circula hasta -
que las temperaturas de operación son alcanzadas antes de inducir cual-
quier flujo de gas. El glicol es viscoso completamente, particularmen-
te a la temperatura de 50°F o menores, y el flujo de gas a estas condi-
ciones causará excesiva pérdida de glicol. Es de extrema importancia
que el flujo en solución se estabilice antes de introducir el gas den-
tro del sistema. El gas será inducido muy lentamente. Muchos obstácu-
los ocurren si se hace de otra manera, como: las espumas, la solución
se sobrecarga arriba de los platos y del extractor de niebla, entonces
hay pérdidas de glicol, y lo más importante es que no ocurre la deshi-
dratación.

El gas y la solución del recipiente con la copa de burbujeo se --

interrelacionan con un proceso de diseño muy cuidadoso. La violenta acción recíproca que se debe parar no se efectuará a menos que el proceso sea aplicado cuidadosamente.

Cada localización tiene un diagrama de flujo óptimo o por especificaciones de los fabricantes sobre la solución e indicando la temperatura del recipiente. Si ésta es parte de estas especificaciones para un poco mayor de grados, entonces, el proceso continúa las indicaciones y en tal caso debe encontrarse tan rápido como sea posible. Las temperaturas más críticas son las del calentador, que se debe mantener a 400°F tan cercanamente como sea posible. La precaución a considerar es cuando empieza el TEG a caer en el rompimiento, por la alteración de la temperatura arriba de los 400°F. Entonces la máxima temperatura de operación será de 400°F. La Fig. V-12 indica los efectos críticos de la temperatura del calentador. La redestilación del TEG a 400°F produce 99% de concentrado puro. Entonces, la Fig. V-13 muestra que un 99% de la concentración del TEG producirá un punto de rocío y una disminución en la presión a una temperatura de 64-78°F cuando se tiene la circulación de 3-12 GAL/lb de vapor de agua contenido.

La espuma del glicol es otro problema que debe evitarse, y afecta la eficiencia en el sistema de deshidratación, la espuma en la solu---

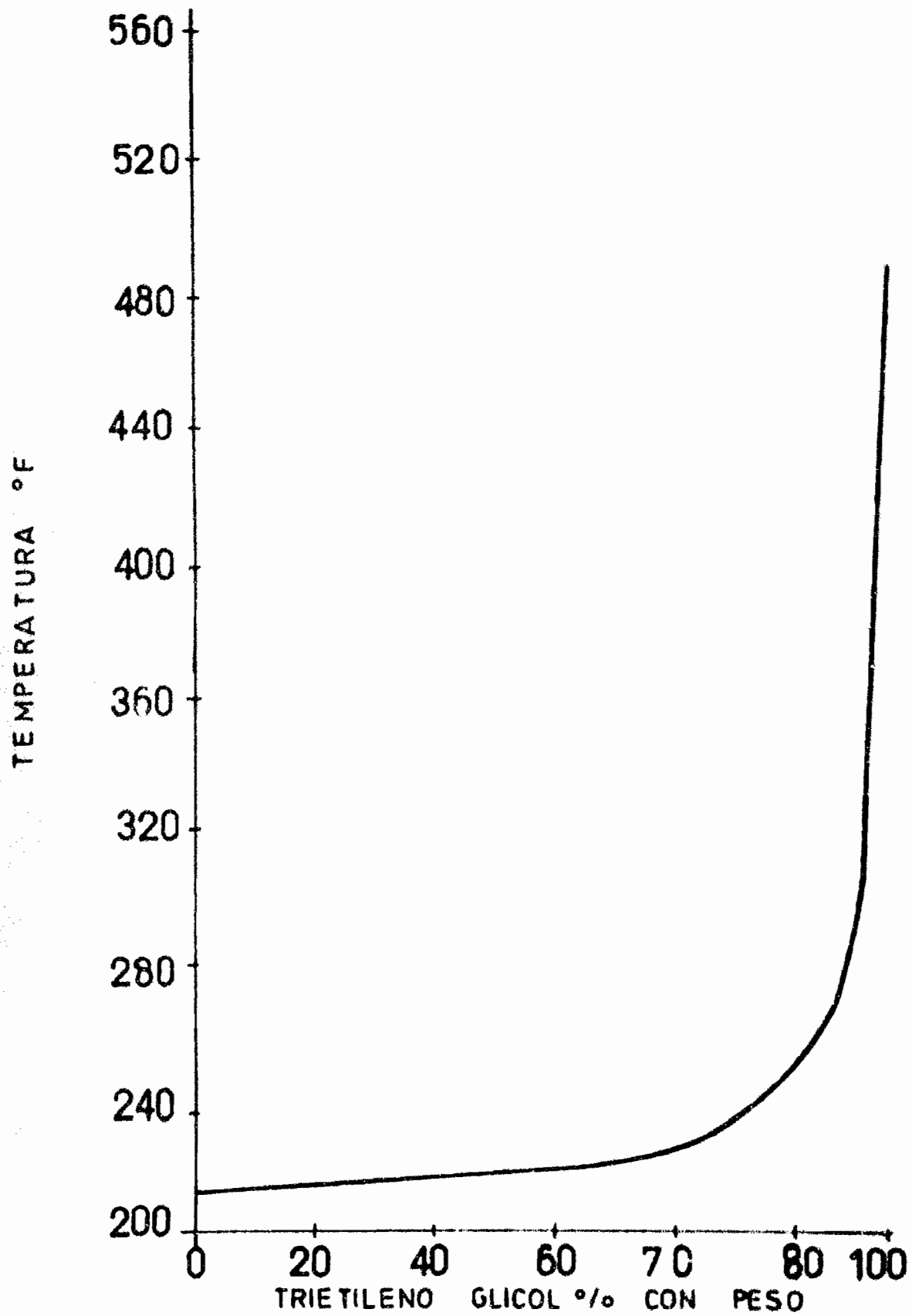


FIG. V-12 PUNTO DE EBULLICION DEL TRIETILENO, GLICOL AGUA VS COMPOSICION, 760 mm

1 PLATO DE EQUILIBRIO

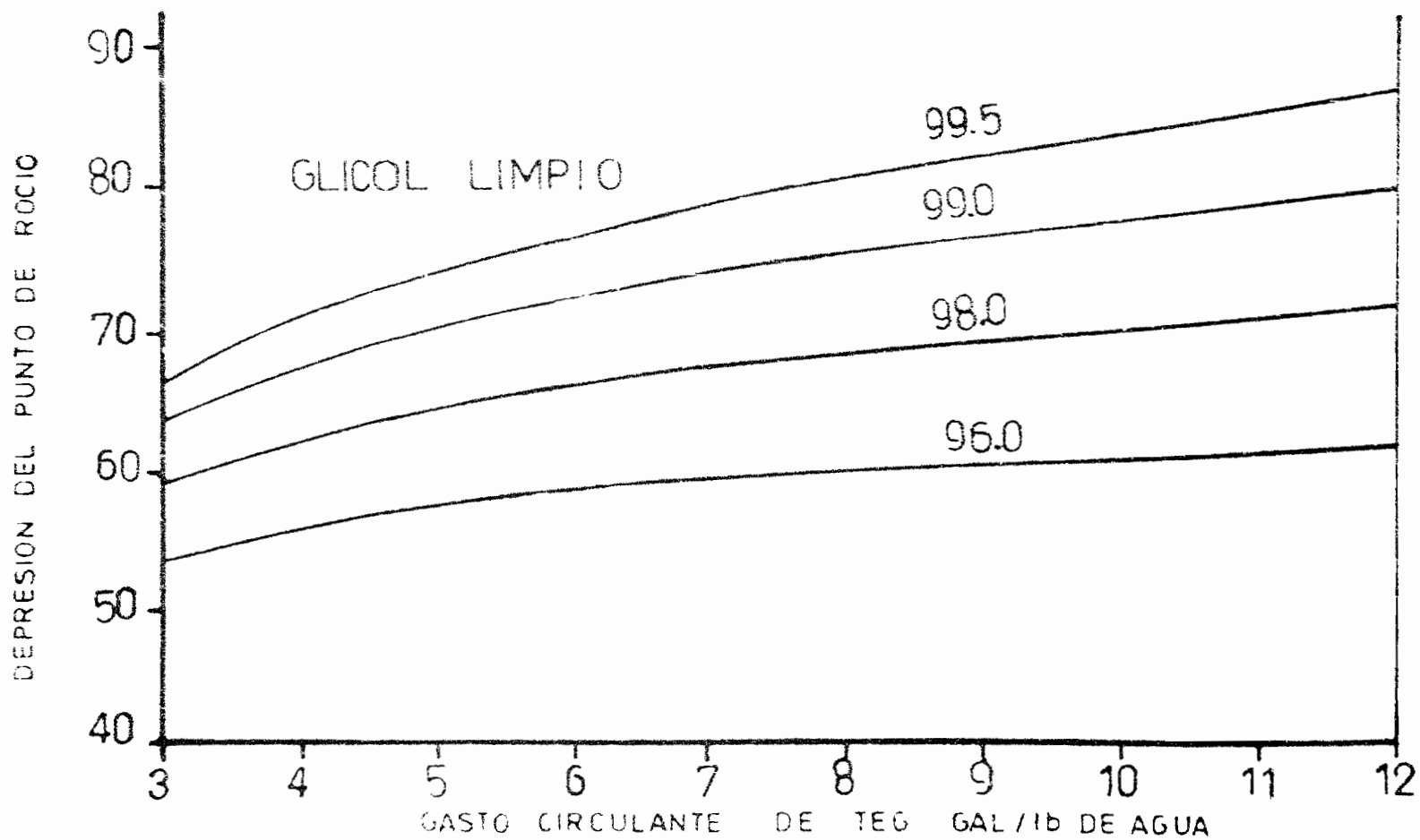


FIG. V-13 DEPRESION DEL PUNTO DE ROCIO VS GASTO CIRCULANTE DE TEG

ción incrementa gradualmente las pérdidas del glicol ver Fig. V-14.

El punto más efectivo para un inhibidor de inyección en algunos lugares es corriente arriba del flujo en donde el efecto se observa -- como ocurre en ausencia de un conocimiento específico, un buen lugar -- es corriente arriba del flujo en el sistema del filtro, cerca del tanque de separación instantánea o directamente dentro del calentador. -- Los inhibidores tienen una vida corta con la espuma y las cantidades -- de inhibidores se complementará para dispersarla, por lo tanto, el -- agente será inyectado continuamente dentro del sistema en pequeñas -- cantidades con una bomba de inyección química.

Los agentes antiespumantes son aprovechados prácticamente por todas las compañías químicas. Ellas tendrán que adecuarlos con instrucciones. Esto es particularmente crítico en la cantidad que se debe -- usar. Al inyectar una gran cantidad se especificará que puede inver-- tirse el resultado esperado. Se puede crear un problema con la forma-- ción de espuma. Un punto muy importante para recordarse es que algu-- nas impurezas son probablemente causantes de la formación de espuma. -- Otra causa es que el glicol empieza a circular demasiado frío. Otra -- es la omisión de éste en la entrada del separador. La mejor manera de eliminar la espuma es determinar las causas y conocidas éstas eliminar -- las.

Por otra parte la tubería que llega al quemador es un sistema de mechero. Una flama propia no es importante, porque los quemadores son de diferentes diseños.

Las recomendaciones de los fabricantes para la presión del quemador es: la flama colocada al aire es completamente crítica y debe adecuarse correctamente. La diferencia de fuego en la tubería y el quemador prácticamente admitirá una excesiva cantidad de corrosión, así --- como, su rápido depósito, tal que, la flama caliente caerá sobre las - paredes fuera de la tubería incrementándose el consumo de combustible. Esta estará exactamente en el centro de la tubería y no se desviará -- hacia las paredes, todos los calentadores tienen un BTU de régimen - - basado sobre el orificio o el tamaño de la boquilla y la forma en su - interior. Si en el manual no hay mediciones, los fabricantes estarán en contacto y pedirán la información necesaria.

Verificarán que el quemador tenga un buen funcionamiento, esto es por medio de la instalación de un sistema de medición del combustible. Por ejemplo, a 1000,000 BTU/Hr en el quemador consumirá 1000 pie³ de gas por 1000 BTU en una hora cuando se enciende a una cantidad máxima. Los quemadores encendidos en alguno de los sistemas mejor diseñado producirá carbón, y éste es un excelente aislador, por lo cual se reduce - -

efectivamente, aunque no sea un ajuste adecuado al quemador. Este -- carbón producido será removido periódicamente; para esto el mejor cami no es el mecánico y consiste removerlo con un escobillón.

La bomba, es particularmente de émbolo a alta presión o unidad de desplazamiento, estas son idénticas para su mantenimiento y necesitan constantemente atención. Alrededor del collarín hermético se producirá una escoriación, por consiguiente, una corta vida del émbolo. El collarín tendrá fugas de glicol. y éste será recolectado, medido y regresado al sistema. Una fuga excesiva indica la necesidad de reemplazar el émbolo y el sello dañado. El émbolo rayado indica que los sólidos contaminantes se encuentran en el sistema, en la parte de los filtros, en el depurador y los separadores, por lo tanto, se tendrán que inspeccionar. La bomba es una parte importante para la circulación -- del glicol, la cual verificará las mediciones con un cilindro mientras ésta se encuentra a la atmósfera y al observar el nivel del líquido -- una fuga en las válvulas reducirá drásticamente la eficiencia de éstas y la cantidad en el manejo del glicol para su circulación está influenciada por los fabricantes particularmente por el diseño del absorbedor o el contactor. La cantidad de circulación puede variar con apretar -- la válvula de desviación del múltiple.

El glicol llega a ser altamente viscoso a temperaturas de 50°F --

menor que ésta, y la circulación debe ser mantenida en un sistema de -
deshidratación durante los meses más fríos y cuando el flujo es prece-
dido de una forma intermitente una de las consideraciones importantes
es la temperatura del contacto de la solución y el gas que está a la -
temperatura del contactor. Idealmente ellos estarán en equilibrio - -
aproximadamente, con el TEG ligeramente más alto (arriba de los 10°F)-
que la temperatura del gas y sea aproximado a los 70°F. Para la tempe-
ratura del gas será aproximadamente a los 50°F porque previamente se -
mencionó de las características con alta viscosidad del glicol ante---
riormente mencionado.

Ciertamente, hay pequeñas variaciones que pueden aproximarse a la
temperatura del gas, normalmente porque el aumento de la temperatura -
del contactor cuando el gas solamente se ha desulfurizado a través de
una planta de tratamiento con MEA. La operación de éstas, son un pro-
ducto de las condiciones presentadas por los fabricantes para los pro-
pósitos de su diseño. El punto crítico es cuando se está seguro que -
al comienzo se tienen las temperaturas especificadas por los fabrican-
tes. También debe asegurarse que la temperatura más baja sea 50°F pa-
ra el gas y la presión más grande al punto de rocío. Para tener las -
temperaturas de glicol adecuadas se puede improvisar una circulación -
adicional en la tubería entre el recalentador y el absorbedor.

Las pérdidas de glicol son insignificantes para un sistema que -- opera adecuadamente y se harán mediciones aproximadas de uno o dos décimas de la parte de 1 GAL de TEG para cada MMPC de gas pasando a través del absorbedor. Esto significaría que una planta facilita un almacenamiento anual de 3,320 MMPC de gas, en la capacidad manejada se -- debe usar un mínimo de 332 GAL y un máximo de 664 GAL anualmente. -- Usando un exceso de esto indicaría serios problemas, tal como una inadecuada circulación, formación de espumas mayores y problemas mecánicos en el contactor o en las bombas. Usando menos de 332 GAL puede -- causar serios problemas. Varios sistemas son equipados con un recolector para el derrame de la solución. Las válvulas de alivio son necesarias cuando exista un exceso de presión en la bomba. Posteriormente -- la solución es regresada por succión, la fuga por lo general siempre -- se tendrá presente en cualquier momento, por lo tanto, se debe verificar constantemente y rutinariamente.

El PH o el PH de control, constantemente se usa y es asociado al sistema cerrado para la circulación de la solución. Para la actividad del ión hidrógeno y no es más que un índice universal para expresar el grado de acidez o alcalinidad que contiene un sistema en una escala de 0 a 14, indicado el 7.0 neutral o sea que no es ácido ni alcalino. La escala del 0 al 7 es acidez y del 7 al 14 es alcalinidad. Un sistema de glicol tiende a ser ácido en un período de tiempo y su PH tiende --

hacia 0. Esto ocurre con el TEG y tiende a oxidarse y causar ácidos orgánicos, primeramente se forma ácido y una menor cantidad de ácido acético. Los efectos de un bajo PH indica una cantidad de corrosión internamente alta, presentándose primero en las regiones más calientes del sistema (tuberías de flujo, torre destiladora, etc.) y posiblemente sobre el recipiente del contacto. El PH se obtendrá a 7.0 con agregar bórax o sosa. El material será agregado en el sistema gradualmente. La medición del PH es una forma de control en el sistema (el PH deseable es de 7 a 8).

Muchas compañías, sin embargo tienen un grupo de ingenieros, para su investigación, incluyendo un laboratorio químico y un personal experto en la tecnología de control del PH. Los sistemas empleados envían muestras al laboratorio para su análisis y así los encargados llevan equipo adecuado para su uso en el campo. Personal responsable supervisa las plantas de deshidratación en operación. Ellos se reportan regularmente con los laboratorios de control y reciben asesoramiento sobre esta materia.

La capacidad es una palabra clave en la operación de las plantas deshidratadoras. Cada planta se diseña para operar un cierto volumen de gas a una presión adecuada y así obtener el secamiento esperado.

Un criterio para esta capacidad es la velocidad en el contactor. El diseño de éste está basado en la velocidad del flujo y de la presión. Por ejemplo, una planta diseñada para 3 MMPC/Hr a 800 lb/pg² abs, tiene una capacidad considerable respecto a aquella que tiene una presión de 400 lb/pg². Ahora, si se usan los 3 MMPC/Hr. a 800 lb/pg² y conociendo que el contactor tiene un diámetro de 48 pg. se obtiene:

$$v = \frac{0.6 Q}{PA}$$

Donde:

- v = Velocidad lineal, pies/segundo
- 0.6 = Constante
- P = Presión, lb/pg² abs.
- A = Area de la sección transversal, pg² (πr^2)
- Q = PCST/hora (pies cúbicos estándar/hora)

Sustituyendo valores se tiene:

$$\begin{aligned} v &= 0.6 (3,000,000) / 800 (3.14(24)^2) \\ &= 1,800,000 / 1,446,912 \\ &= 1.244 \text{ pie/seg} \end{aligned}$$

Entonces, el diseño para la velocidad es de 1.244 pie/seg. Ahora, ¿cuánto se obtendría en un flujo para la deshidratación, si solamente se tiene una presión de 400 lb/pg², donde X es el nuevo volumen?

sustituyendo $1.244 = 0.6 (X) / 400 (3.14 (24)^2) \dots I$

Despejando de (I) a X se tiene:

$$X = (1.244) (400) (3.14) (24)^2 / 0.6$$

$$X = 899979 / 0.6$$

$$X = 1,499,965$$

Entonces, la capacidad óptima a 400 lb/ug² abs. es de 1,499,965 -- PCST/hora. Este ejercicio simplifica con una fórmula para calcular la velocidad de flujo del gas, como su volumen a través del ducto. El -- punto esencial es recordar que la capacidad de diseño para la deshidra-- tación, consecuentemente, facilita la disminución de ésta en forma pro-- porcional a los decrementos en la presión de trabajo.

Con capacidades mínimas se tendrán otras precauciones, que se de-- berán tomar en cuenta. Las consecuencias de este proceso para un volu-- men mínimo no son cantidades deseables a las condiciones arriba de su capacidad, porque el flujo de gas no ajustará el nivel del secamiento del contactor. La cantidad es la interacción de la solución y la nece-- sidad de un violento contacto a velocidades más bajas. Para varias -- plantas deshidratadoras, el diseño mínimo es aproximadamente el 25% -- para una presión constante.

Otras precauciones para la operación es la obstrucción en el - -

tanque instantáneo o en el sistema de reflujo. Tal obstrucción inducirá a una contra presión sobre el recalentador, entonces, aumentará el punto de burbujeo del TEG consecuentemente la reducción en la purificación por la deficiencia del glicol. Para conocer la Fig. V-14, se tendrá una lectura aparente para una solución pura 2 a 3% menor al diseño y no tendrá propiamente decremento en el punto de rocío a razones de -- una circulación constante.

La solución suministrada para varios volúmenes de gas son también importantes a las temperaturas de operación. En los niveles bajos o -- excesivos no hay un adecuado llenado en el sistema, indicando problemas de circulación que ocurriría debido al mal funcionamiento de la -- válvula en el nivel de control del líquido, las causas, por obstruc--- ción en los filtros, el burbujeo en los platos, obstrucción en las - - líneas de tuberías de venteo para los gases combustibles. Entonces el gas que pasa a través del contactor afectará los niveles. A los quemadores se les aplicará una solución para ayudar a prevenir la corrosión. El exceso de carga en la torre destiladora y el recalentador es un problema que puede ocurrir cuando hay días muy fríos y con viento. El -- agua se empieza a condensar fuera del sistema de reflujo y regresa al calentador a través de la torre destiladora junto con el glicol condensado, y el recalentador no puede mantener la temperatura de operación. Esta agua será dejada en la cima de la torre en la forma de vapor, - -

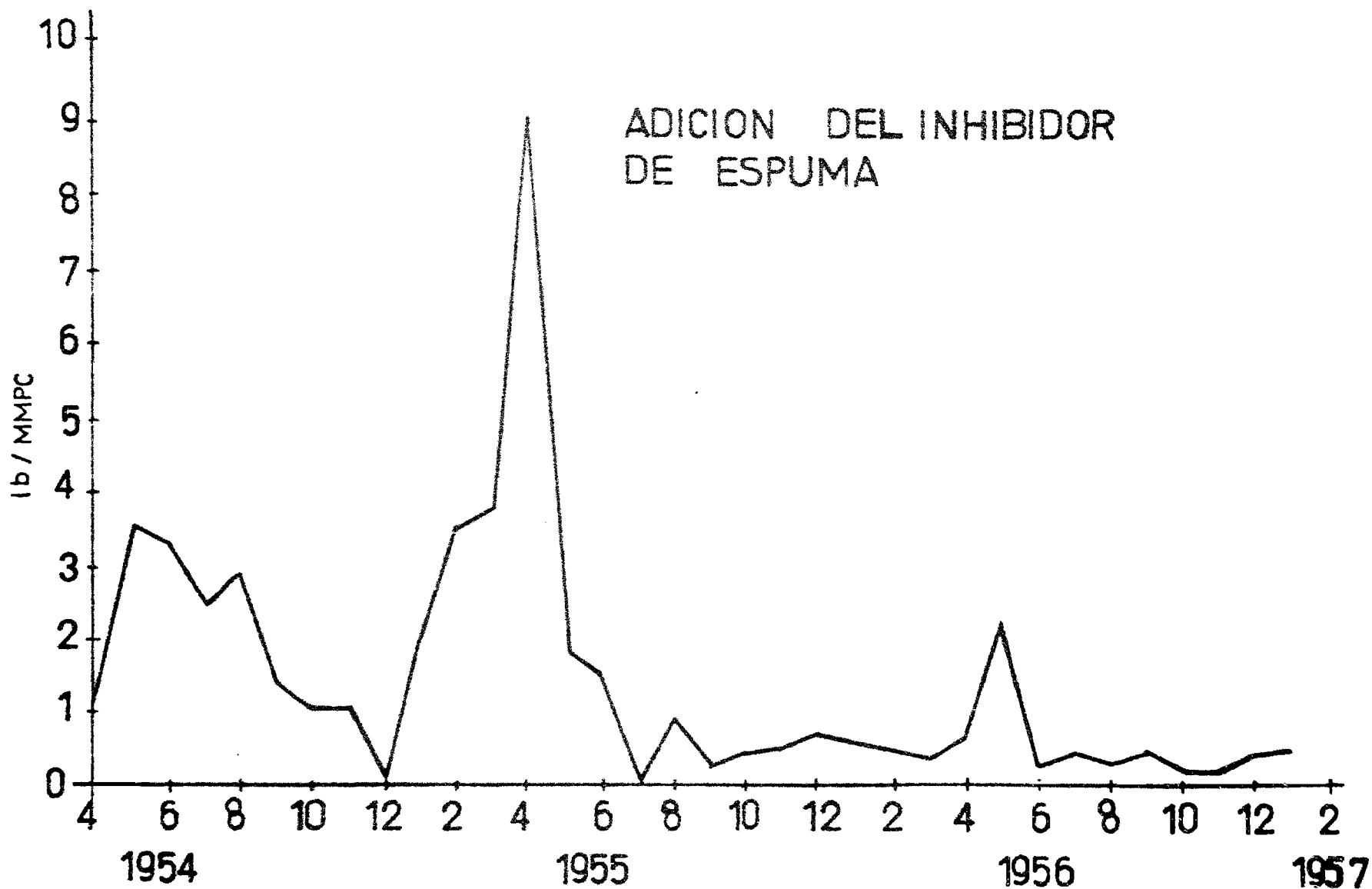


FIG. V-14 EFECTO DE UN INHIBIDOR DE ESPUMA

pero se empieza a condensar porque las temperaturas de reflujo son también bajas. La temperatura en la región de reflujo será de 170 a 210°F. Si esto ocurre en un sistema donde la solución rica va rumbo a un enfriamiento, entonces, el flujo al depurador se cerrará, dejando la solución rica para el flujo de mayor importancia dentro de una parte de la torre. En otros sistemas será necesario reducir el flujo de gas y así permitir que continúe circulando la solución quitando el exceso de agua.

La finalidad de un sistema primario de deshidratación con TEG es la de prevenir cualquier tipo de impurezas en el equipo y la solución. Mientras que en algunos casos las impurezas que se han examinado, no hay manera para anticiparse a los problemas que podrían ocurrir. Las mejores prevenciones para su medición es un programa opcional planeado desde el pozo y un plan de mantenimiento anual para su aplicación. Las determinaciones serán parte de la rutina de operación, después de todo, el punto de rocío es el análisis final para la eficiencia de las plantas.

El plan de mantenimiento anual será aplicado a un lugar durante un tiempo. En el sistema se harán drenes y los filtros del glicol se limpiarán. La solución de agua y el solvente estarán en circulación hasta que las plantas sean limpiadas. La presión será aplicada para

la caldera y las tuberías del intercambiador de calor y otras partes del sistema para encontrar donde hay fuga o donde existe la corrosión. El quemador será igualmente verificado. Una inspección interna al recalentador y al contactor es también deseable, particularmente si se tiene la sospecha de algún problema en la superficie.

El complemento en el mantenimiento anual, es que el glicol puede regresarse a un lugar dentro del sistema o a un depósito posteriormente. Sin embargo, cualquier entrada en la planta y su almacenamiento en los tanques tendrá una presión adecuada en lb/pg^2 para el gas y su constante mantenimiento sobre ellos durante su entrada o el tiempo para su estabilización. Este consistirá en la prevención de la corrosión y la oxidación de la solución. El TEG acumulado será reemplazado y la planta empezará a operar nuevamente, una semana o dos, lo que sea necesario para continuar la operación. Para aplicar las especificaciones del solvente se recomienda un laboratorio para el personal. Muchos solventes dejarán depósitos que podrán causar espumas.

Normalmente las plantas de deshidratación se encuentran hacia abajo del flujo de las plantas de desulfurización o endulzadoras. Consecuentemente, una planta de deshidratación instalada de acuerdo a las condiciones de diseño, operará a un máximo de eficiencia. Consideran-

do que el gas desde una planta de desulfurización es saturada a temperaturas más altas que las normalmente se originan, entonces, el resultado son grandes cantidades de vapor de agua que tendrán que ser removidas. Por lo tanto se hará un esfuerzo mayor del equipo en operación para la deshidratación.

Precauciones en la seguridad para la operación de las plantas de deshidratación se mencionan a continuación e incluyen todas las prácticas de seguridad para el manejo del gas natural, son las siguientes:

1. Que una presión alta de gas esté al lado opuesto de la válvula de control o que desde la bomba el fluido en el sistema - esté a una presión baja.
2. Que la saturación de agua con hidrocarburos combustibles - - empiece a encenderse en las tuberías del quemador y a través del reflujo del desfogador, podrían producir situaciones peligrosas.
3. Que probablemente los venteos contendrán combustibles y serán recolectados durante su trayecto en cajas de fuego.

4. Las líneas de venteo no deben estar junto al múltiple de -- distribución, el tanque de separación instantánea y el de -- reflujo. No teniendo un orificio de salida singular que pudiera incrementar el peligro.

5. Si algunos contaminantes tienen punto de ignición muy bajos, entonces, los recipientes que son abiertos se limpian muy -- cuidadosamente. Todos los gases, los vapores y sustancias causantes del vapor son removidos antes de entrar a un recipiente, y un programa positivo es necesario para que sean -- descargados totalmente y el secamiento de los recipientes -- sea bueno para el flujo del gas.

6. Evitar cualquier período prolongado de inspección de los -- recipientes desde que se abren para manejarse, así como, cerrar los recipientes ya inspeccionados, etc., posteriormente, éstos serán evaluados detenidamente.

Los glicoles no son un material peligroso que se operarán bajo -- las normas del departamento de trabajo. Ellos son componentes químicos y las precauciones para la operación de tales materiales deberá -- sujetarse a las indicaciones de acuerdo a las normas de seguridad industrial para el manejo del gas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el transporte del gas natural, se pueden presentar diversos problemas, cuando no se predice el manejo y tratamiento adecuado, de acuerdo a las características y propiedades del mismo. Lo anterior disminuye o aumenta la eficiencia de la capacidad del ducto y la vida útil de éste, dependiendo de los requerimientos mínimos que debe cumplir el gas para ser transportado.

A continuación se enlistan algunas conclusiones pertinentes para lograr tal objetivo:

1. En la Industria Petrolera sobre el manejo y tratamiento del gas natural se recomienda la limpieza de éste para evitar la formación de los diluyentes y contaminantes que presentan el mayor reto son los denominados "partículas de materia" y los llamados "aerosoles" en el flujo del sistema, ocasionando mal funcionamiento. (Ver Fig. II-1).

Para eliminar muchas de estas partículas se establece la escala de micrones.

2. Para la limpieza del gas frecuentemente se recomienda utilizar el depurador de tipo baño de aceite que es ampliamente

usado, cuyo objetivo principal es causar la dispersión de partículas sólidas, para golpear y adherirse a una superficie mojada de aceite, para un adecuado funcionamiento del depurador se recomienda que el aceite esté limpio y que el nivel de éste sea el adecuado, un exceso de éste causaría un sobre acarreo y el resultado podría ser que el gas esté saliendo del depurador con más contaminante que cuando entró. (Ver Fig. II-5).

3. Un aditivo químico utilizado en el tratamiento del gas natural es el metanol el cual es seguro si se maneja adecuadamente, cuyo fin es evitar la formación de espumas e hidratos, no es corrosivo, excepto para algunas aleaciones como plomo y aluminio, es tóxico y debe evitarse su inhalación, así como, el contacto con él. Es flamable a una temperatura de ignición (878°F) y debe almacenarse como un material peligroso.

El punto de congelamiento del agua en solución con metanol, se puede determinar la cantidad de metanol. (Ver Fig. III-4).

4. Una razón para la instalación de plantas desulfuradoras en el manejo y tratamiento del gas natural es que no debe contener más de 1 gramo de H_2S ni más de 20 granos de azu-

fre, ya que éste en cantidades mayores del rango mencionado ocasionaría corrosión en el sistema y en consecuencia el H_2S es altamente tóxico para el personal técnico en la planta. (Ver Tabla IV-1).

5. Un método para poder remover el H_2S , es el Proceso de Aminas (MEA), una ventaja muy importante es la de permitir una mejor eficiencia en el ritmo de circulación de la solución en comparación con otros (DEA y TEG).

Otra es su alta capacidad para poder absorber los gases ácidos (H_2S y CO_2) por medio de una reacción química que ocurre en el contactor o absorbedor (ver Fig. IV-2). Una desventaja al utilizar este proceso ocasionaría altos índices de corrosión, así como, una alta pérdida de solución. Por lo tanto incrementa los costos de operación y mantenimiento. Se hace mención en los primeros capítulos la inyección de aditivos y hacer la limpieza del gas natural para evitar un mayor daño al sistema.

6. Un elemento muy importante en una planta desulfuradora es el reclamador, cuyo funcionamiento debe ser adecuado, para todo el sistema. Por lo tanto para una mejor eficiencia es conveniente hacer la limpieza del gas natural y de la -

solución enriquecida, en consecuencia un mal funcionamiento de éste causaría serios problemas. (Ver Fig. IV-7).

7. En una planta desulfurizadora los parámetros que se consideran son: Punto de Ebullición a la Presión Atmosférica adecuado para evitar la formación de espumas, así como, partículas contaminantes en la solución para concentraciones de MEA (ver Figs. IV-9 y IV-10).
8. En una planta deshidratadora el contenido de agua y el punto de ebullición son muy importantes para el manejo del gas natural, así como, el vapor de agua (ver Fig. V-2).

La determinación del punto de rocío se especifica solamente para cantidades de vapor de agua presentes en el flujo del gas y está relacionado a la cantidad y cuantificación del agua libre presente.

El contenido de vapor de agua muestra que los hidratos se forman a temperaturas considerablemente mayores al punto de congelamiento del agua.

Para evitar la formación de hidratos en el sistema es necesario en rangos de temperatura-presión que a continuación -

se mencionan:

De 40 a 55°F a 500 lb/pg² abs. y otro es de 48 a 62°F a --
800 lb/pg² abs.

9. Una unidad auxiliar básica dentro de una planta deshidratadora es el contactor del TEG, tal que una de las funciones principales es la purificación en el sistema. (Ver Figs.-- V-10 y V-11).

Se recomienda que el personal técnico operativo tenga el -
cuidado en su operación para su buen funcionamiento.

10. La adición de un inhibidor de inyección en el sistema de -
deshidratación es necesario para dispersar la formación de
espumas por medio de agentes antiespumantes. Su aplica---
ción se hace por inyección de éstos. Por que la espuma --
del glicol afecta la eficiencia en el sistema de deshidra-
tación, esta solución incrementa gradualmente las pérdidas
del glicol. (Ver Fig. V-14)

NOMENCLATURA

ABREVIATURAS USADAS EN ESTA TESIS

BTU	UNIDAD TERMICA BRITANICA
BTU/Hr.	UNIDAD TERMICA BRITANICA POR HORA
CPC	CIENTOS DE PIES CUBICOS
CPC/seg	CIENTOS DE PIES CUBICOS POR SEGUNDO
°F	GRADOS FAHRENHEIT
GAL	GALON
GAL/DIA	GALON POR DIA
GAL/Hr.	GALON POR HORA
GAL/lb	GALON POR LIBRA
GAL/MMPC	GALONES POR MILLON DE PIES CUBICOS
gr	GRAMOS
lb	LIBRA
lb/MMPC	LIBRA POR MILLON DE PIES CUBICOS
lb/pg ² abs.	LIBRA POR PULGADA CUADRADA ABSOLUTA
lb/pie ³	LIBRAS POR PIE CUBICO
MPC	MIL PIES CUBICOS
MMPC	MILLON DE PIES CUBICOS
MMPC/DIA	MILLON DE PIES CUBICOS POR DIA
MMPC/Hr.	MILLON DE PIES CUBICOS POR HORA
pie ³	PIES CUBICOS

pg	PULGADA
pg ²	PULGADA CUADRADA
PH	INDICE DE ALCALINIDAD O ACIDEZ
ppm	PARTES POR MILLON
pies/seg	PIES POR SEGUNDO
pie ³ /GAL	PIE CUBICO POR GALON
TON	TONELADA

ELEMENTOS Y COMPUESTOS QUIMICOS

CH ₄	METANO
C ₂ H ₆	ETANO
CO ₂	BIOXIDO DE CARBONO
Hg	MERCURIO
H ₂ S	ACIDO SULFHIDRICO
SO ₂	DIOXIDO DE AZUFRE

TIPOS DE GLICOLES

DE	TIERRA DIATOMEA
DEA	DIETANOLAMINA
MEA	MONO ETANOL AMINA
TEG	TRIEILENO DE GLICOL

CONVERSIONES

LONGITUD

$$1 \text{ pg} = 2.54 \text{ cm.}$$

$$1 \text{ pie} = 30.48 \text{ cm.}$$

VOLUMEN

$$1 \text{ bl} = 158.987 \text{ lt.}$$

$$1 \text{ bl} = 42 \text{ GAL}$$

$$1 \text{ bl} = 5.6146 \text{ pie}^3$$

PRESION

$$1 \text{ Kg/cm}^2 = 14.223 \text{ lb/pg}^2$$

$$1 \text{ ATm} = 14.696 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$$

MASA

$$1 \text{ lb} = 453.59 \text{ gr.}$$

$$1 \text{ Kg} = 2.2046 \text{ lb.}$$

$$1 \text{ Gramo} = 0.06 \text{ gr.}$$

DENSIDAD

$$1 \text{ lb/pie}^3 = 5.6166 \text{ lb/bl}$$

$$1 \text{ gr/cm}^3 = 62.428 \text{ lb/pie}^3$$

TEMPERATURA

$$^{\circ}\text{F} = 1.8 \text{ }^{\circ}\text{C} + 32$$

$$^{\circ}\text{C} = \frac{5}{9} (^{\circ}\text{F} - 32)$$

BIBLIOGRAFIA

TITULO:

FUNDAMENTALS OF NATURAL GAS CONDITIONING

AUTOR: CURRY R.N.

EDICION: 1981

EDITORIAL: PENN NEIL BOOKS

TITULO:

MANUAL DE GAS PARA INGENIEROS

SECCION IV PAGINAS: 4 A LA 74

EDICION: 1977

SECCION VIII PAGINAS: 4 A LA 172

EDICION: 1965

TITULO:

METODO DE PRUEBA

PUBLICACIONES ASTM 1355, D10 72-56, D 2725-70

Y D 1945-64