

1622.1828
I DR



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Evaluación de los Parámetros Principales de Diseño, Rediseño y Operación de las Plantas Deshidratadoras de Gas Natural del Campo Shushufindi

TESIS DE GRADO

**PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO DE PETROLEO**



Presentada por :

PRISCILLIA S. IDROVO BORJA

GUAYAQUIL - ECUADOR

2000



CIB - ESPOL

AGRADECIMIENTO

Agradezco a la Empresa **PETROECUADOR** por haberme dado la oportunidad de ampliar mis conocimientos y de manera especial a todo el personal de **PETROPRODUCCIÓN** quienes siempre se mostraron prestos a colaborar.

A mis profesores con mucha gratitud por todos los conocimientos impartidos y en especial al **ING. KLEBER MALAVE** por la valiosa ayuda y orientación técnica proporcionada para la realización del presente trabajo.

Mi reconocimiento al **ING. LUIS FIERRO** del Laboratorio de Investigación Científica - Proyectos Especiales de Petroproducción del Campo Shushufindi quien animado siempre de una gran voluntad supo guiarme con acierto y verdad en la elaboración de éste trabajo.

DEDICATORIA

A DIOS y a su hijo JESUCRISTO,
MI SEÑOR Y SALVADOR.

A mi esposo por su apoyo
incondicional.

A mis hijos, el motor de mi vida.

A mis padres, en recompensa por
su constante sacrificio para lograr
mi superación personal.

A mis hermanas como ejemplo de
constancia y tenacidad.

TRIBUNAL DE GRADUACION

Ing. EDISON NAVARRETE
DECANO DE FICT

Ing. KLEBER MALAVE
DIRECTOR DE TESIS

Ing. HEINZ TERAN
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Ing. GABRIEL COLMONT
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DECLARACION EXPRESA

“ La responsabilidad del contenido de ésta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL. ”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

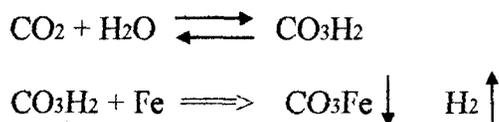
A handwritten signature in black ink, reading "Priscillia Idrovo B.", is written over a horizontal dashed line.

**PRISCILLIA IDROVO B.
AUTORA DE LA TESIS**

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es realizar una evaluación técnica a las Plantas Deshidratadoras de Gas Natural instaladas por Petroproducción en el CAMPO SHUSHUFINDI y poder determinar si están cumpliendo o no con el propósito para el cual se las adquirieron esto es, asegurar que el gas disponible utilizado en el proceso de producción por levantamiento artificial aplicando la técnica de Gas-Lift, sea inyectado a los pozos con humedades que estén en el rango de 5 a 7 Lbs H₂O / MMSCFD.

El propósito a largo plazo que se espera lograr con éstas Plantas Deshidratadoras de Gas Natural (DGN) es minimizar los procesos de corrosión con la eliminación del vapor de agua del gas, puesto que la presencia de CO₂ en el gas húmedo origina una reacción química que da como resultado el ácido carbónico y éste al unirse con el hierro, elemento principal de las tuberías, produce el carbonato ferroso.



Produciéndose en consecuencia la denominada corrosión por reacción química.

Con la instalación de las Plantas de TEG se evitará fallas en los equipos y este tipo de corrosión.

INDICE GENERAL

| | |
|--|----------|
| RESUMEN..... | II |
| INDICE GENERAL | III |
| ABREVIATURAS | IV |
| INDICE DE TABLAS | V |
| INDICE DE FIGURAS | VI |
| INDICE DE FOTOGRAFIAS | VII |
| GLOSARIO | VIII |
| INTRODUCCION | 1 |
| I. ANTECEDENTES | 4 |
| 1.1. Información General del CAMPO SHUSHUFINDI | 4 |
| 1.2. El Gas Natural | 7 |
| 1.2.1. Clasificación de los componentes del gas natural | 9 |
| 1.2.2. Especificaciones de calidad del gas natural | 11 |
| 1.3. Levantamiento Artificial | 14 |
| 1.3.1. Tipos de Levantamiento Artificial | 15 |
| 1.3.2. Selección de un Sistema de Levantamiento Artificial | 15 |
| 1.4. Sistema Gas-Lift | 17 |
| 1.4.1. Descripción del Sistema Gas-Lift | 17 |
| 1.4.2. Ventajas y Desventajas del Sistema de Gas-Lift | 19 |

III. PROCESO OPERATIVO DE LAS PLANTAS D.G.N. DEL CAMPO

| | |
|--|----|
| SHUSHUFINDI | 36 |
| 3.1. Descripción básica del proceso | 36 |
| 3.1.1. Proceso seguido por el gas | 37 |
| 3.1.2. Proceso seguido por el Trietilenglicol | 39 |
| 3.2. Elementos principales de las Plantas de D.G.N | 44 |
| 3.2.1. Scrubber de Entrada | 44 |
| 3.2.2. Contactador o Absorbedor | 46 |
| 3.2.3. Flash Tank | 48 |
| 3.2.4. Filtros | 50 |
| 3.2.5. Bomba de Glicol | 52 |
| 3.2.6. Tanque de Surgencia | 53 |
| 3.2.7. Intercambiadores de Calor | 53 |
| 3.2.8. Columna de Dispersión | 55 |
| 3.2.9. Regenerador | 56 |
| 3.3. Efecto de la concentración del Glicol | 57 |
| 3.4. Detección de problemas | 60 |
| 3.4.1. Puntos de Rocío altos | 61 |
| 3.4.2. Pérdida de Glicol | 64 |
| 3.4.3. Glicol bajando hacia la línea de Gas | 66 |
| 3.4.4. Glicol saliendo fuera del Regenerador | 67 |
| 3.5. Mantenimiento Preventivo | 69 |

| | |
|--|----|
| 3.5.1. Mecánico | 69 |
| 3.5.2. Operacional | 70 |
| 3.5.3. Limpieza general y periódica | 71 |
| 3.6. Instrumentación | 72 |
| 3.7. Rangos de Operación | 73 |
| 3.7.1. Contactor | 73 |
| 3.7.2. Regenerador | 78 |
| 3.7.3. Bomba de Glicol | 80 |
| 3.8. Contaminación del Glicol | 81 |
| 3.8.1. Contaminación por Corrosión | 82 |
| 3.8.2. Descomposición Térmica | 83 |
| 3.8.3. Ph bajo | 83 |
| 3.8.4. Contaminación de Sal | 84 |
| 3.8.5. Hidrocarburos Líquidos | 85 |
| 3.8.6. Acumulación de Lodo | 86 |
| 3.8.7. Espuma | 86 |
| 3.8.8. Gases ricos en Bióxido de Carbono | 88 |
| 3.9. Procedimiento de inicio | 89 |
| 3.10. Procedimiento de apagado | 93 |

| | |
|--|------------|
| IV. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y EVALUACION DE PARAMETROS OPERACIONALES DE LAS PLANTAS DE DESHIDRATADORAS DE GAS NATURAL | 95 |
| 4.1. Especificaciones Técnicas | 95 |
| 4.1.1. Planta de D.G.N. - Estación Norte | 95 |
| 4.1.2. Planta de D.G.N. - Estación Aguarico | 96 |
| 4.1.3. Planta de D.G.N. - Estación Sur | 97 |
| 4.1.4. <i>Planta de D.G.N. - Estación Sur-Oeste</i> | 97 |
| 4.1.5. Planta de D.G.N. - Estación Central | 98 |
| 4.2. Constitución de las Plantas de D.G.N..... | 99 |
| 4.3. Evaluación de parámetros operacionales..... | 100 |
| 4.3.1. Planta de D.G.N. - Estación Norte | 100 |
| 4.3.2. Planta de D.G.N. - Estación Aguarico | 102 |
| 4.3.3. Planta de D.G.N. - Estación Sur | 104 |
| 4.3.4. Planta de D.G.N. - Estación Sur-Oeste | 105 |
| 4.3.5. Planta de D.G.N. - Estación Central | 106 |
| | |
| V. REDISEÑO DE LAS PLANTAS DE D.G.N. | 107 |
| 5.1. Diámetro de la Torre de Absorción | 107 |
| 5.2. Número de Bandejas requeridas..... | 108 |
| 5.3. Rata de Circulación | 108 |

| | |
|---|------------|
| 5.4. Tabla de Datos | 109 |
| 5.5. Tabla de Resultados | 110 |
| VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 111 |
| VII. BIBLIOGRAFÍA | 119 |
| VIII. APENDICES | 120 |
| 1. Balance del Gas Natural del Campo Shushufindi | |
| 2. Cromatografías del Gas Natural del Campo Shushufindi | |
| 3. Tablas | |
| 4. Figuras | |
| 5. Fotos. | |

ABREVIATURAS

| | |
|---------------------|--|
| Bsw | Basic Sediments and Water. |
| °C | Grados Centígrados. |
| Cuft | Cubic foot. |
| DGN | Deshidratadoras de Gas Natural. |
| °F | Grados Farenheit |
| GOR | Relación Gas - Oil. |
| GLR | Relación Gas-Líquido |
| °K | Grados Kelvin |
| Lb H ₂ O | Libras de Agua |
| MMPCD | Millones de Pies cúbicos por día. |
| MMPCSD | Millones de Pies cúbicos standard por día. |
| p.p.m. | Partes por millón. |
| Psi | Poundal Secon Inch. |
| SCF | Foot cubic standard |
| TEG | Triethylenglycol |

INDICE DE TABLAS

1. Carta General de Especificaciones de las Plantas Deshidratadoras de Gas Natural
2. Contenido de Hidrocarburos Livianos en el gas.
3. Contenido de Sólidos en el gas.
4. Instrumentación recomendada para diseño magro.
5. Temperaturas de operación de unidad de deshidratación recomendadas.

INDICE DE FIGURAS

- Fig 1. Mapa de Shushufindi
- Fig 2. Diagrama de Flujo del Proceso de la Planta de TEG
- Fig 3. Diagrama de Flujo de Unidad de Deshidratación con Glicol.
- Fig 4. Torre de Absorción
- Fig 5. Torre de Absorción con sección de Scrubber.
- Fig 6. Dew-Point del Gas Natural
- Fig 7. Carta del Dew Point para el Sistema TEG-H₂O.
- Fig 8. Puntos de Ebullición de algunas soluciones de TEG
- Fig 9. Porcentaje en peso del TEG
- Fig 10. Tablas de Rediseño
- Fig 11. Tablas de Rediseño
- Fig 12. Tablas de Rediseño.
- Fig 13. Arreglo General de las Plantas Deshidratadoras de Gas Natural
- Fig 14. Diagrama de Instrumentación y Tuberías de las Plantas de D.G.N.
- Fig 15. Nomenclatura de Instrumentos del Deshidratador del Gas .

INDICE DE FOTOGRAFIAS

Fotografía # 1. Planta Deshidratadora Estacion Aguarico

Fotografía # 2. Planta Deshidratadora Estación Norte

Fotografía # 3. Planta Deshidratadora Estación Central.

Fotografía # 4. Planta Deshidratadora Estación Sur-Oeste

Fotografía # 5. Vista frontal de Bomba y Pistones.

Fotografía # 6. Compresores - Estación Central.

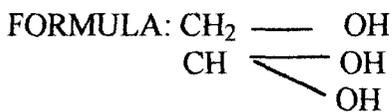
Fotografía # 7. Vista Lateral de la Planta de DGN

GLOSARIO

- **AGUA SUELTA:** Agua líquida.
- **ABSORBEDOR:** Recipiente vertical presurizado donde el gas y el glicol son mezclados para remover el vapor de agua del gas.
- **CONDENSADOS:** Hidrocarburos líquidos livianos.
- **DENSIDAD DEL AGUA:** A 140 °F y 1400 psi (o 1 atm) = 0.98324 gr./ cc.
- **DISECANTE:** Material que absorbe o adsorbe vapor de agua
- **DESHIDRATACION:** Remoción del agua de una sustancia.
- **DEPRESION DE PUNTO DE ROCIO:** Cantidad de temperatura en la cual el punto de rocío es bajado.
- **GAS HUMEDO** es gas conteniendo vapor de agua previo al contacto con glicol en el absorbedor.
- **GAS SECO** es gas saliendo del absorbedor después de tomar contacto con glicol.
- **GAS SATURADO:** Gas que contiene la máxima cantidad de vapor de agua.
- **GOR:** El número de pies³ standard de gas producido con un barril de petróleo.

- GLR: El número de pies³ standard de gas producido con un barril de líquido (petróleo y agua).
- GLICOL: Líquido desecante usado para absorber vapor de agua del gas.
- GRAVEDAD ESPECIFICA: Es la relación que existe entre la densidad de una sustancia gaseosa referida a la densidad del aire a iguales condiciones de temperatura.
- INTERCAMBIADOR DE CALOR: Sistema en el cual un fluido caliente fluye junto a un fluido enfriador dándole su calor al fluido frío a través de una pared de delgados tubos.
- MMSCF: Un millón de pies cúbicos standard de gas.
- PH: Medida de acidez de una sustancia sobre una escala de 0 a 14 con 7 siendo neutral. 0-7 es ácido y 7-14 es alcalino.
- PRESION DE VAPOR: A una determinada temperatura, la presión de vapor de un componente puro es la presión a la cual el vapor y el líquido pueden coexistir o permanecer en equilibrio.
- PROCESO DE ABSORCION: Proceso en el cual el vapor de agua es atraído y retenido por el Trietilenglicol (líquido desecante) desde una corriente de gas.
- PROCESO DE ADSORCION: Proceso en el cual el vapor de agua es atraído y retenido por un gel sílice o tamiz molecular (sólidos desecantes) desde una corriente de gas.
- PROCESO DE REGENERACION: Proceso de purificación y reutilización del glicol después que ha absorbido agua e hidrocarburos.

- PUNTO DE ROCIO del gas natural es aquella temperatura a cualquier presión específica, en la cual es saturado con vapor de agua.
- REBOILER: El recipiente donde el agua es hervida fuera del glicol.
- SCF: Pie cúbico de gas medido 60°F y a presión atmosférica.
- SOLUCION MAGRA es una solución glicol - agua cuya concentración de glicol fluctúa de 95% a 99% por peso. Una solución magra puede ser la solución pasando del regenerador por la bomba hacia el absorbedor, una solución reconcentrada, o TEG proporcionado en tambores sellados.
- SOLUCION RICA es una solución rica en agua cuyo contenido de glicol es menor del 95% por peso o una solución de glicol que ha tomado contacto con gas húmedo en el absorbedor.
- TRIETHILENGLICOL: Es el glicol más comúnmente usado en los procesos de deshidratación.



- VAPOR DE AGUA: Agua en forma gaseosa.

INTRODUCCION

El proyecto nace de la necesidad de deshidratar el gas que es usado en el sistema de levantamiento artificial por Gas-Lift del Campo Shuhufindi.

Por esta razón se adquirieron cinco Plantas de Deshidratación con Trietilenglicol para el tratamiento del gas natural a fin de remover el agua del sistema integrado de Gas-Lift Shushufindi - Aguarico para satisfacer las especificaciones de un máximo de 7 Lb H₂O / MMSCFD en la línea madre.

Las Plantas Deshidratadoras de Gas Natural o Plantas de Trietilenglicol se encuentran en cada una de las estaciones del Campo Shushufindi, a excepción del área Limoncocha.

El objetivo del presente informe es medir la eficiencia de operación de éstos equipos para lo cual, de los métodos conocidos para la determinación de humedades que se aplican en el campo como son: Analítico (Sensodyne), Método del Dew Point (Punto de Rocío) y Medidas con Equipo Electrónico, se eligió a los dos primeros por ser los que mejor se adaptaban a las condiciones de operación.

Para éste trabajo se realizó un monitoreo de presiones y temperaturas de operación de todos los equipos que componen cada una de las estaciones del Campo Shushufindi, determinando con estos datos sus respectivos puntos de rocío. Estos resultados darán una imagen de cómo y en donde el gas se deshidrata mas eficientemente.

La eficiencia de las plantas se verá reflejada en el volumen de vapor de agua que logren retirar al gas, el cual dependerá no solamente de las características físicas y químicas del mismo, sino también de las condiciones óptimas de presión y temperatura a las cuales se opere además del adecuado dimensionamiento de dicho equipo.

El beneficio de remover la humedad al condensar aproximadamente 1500 Lbs H₂O por cada MMSCFD, se reflejará en una mejor operación de los compresores debido a que actualmente el manejo de esta carga de vapor de agua por esos equipos resulta en un deterioro de las válvulas de succión-descarga, roturas de pistones, fallas en ejes, fugas en retenedores, en packings, etc. generando paros de las máquinas y pérdidas de *producción*, además de corrosión en las líneas del Sistema Gas-Lift.

Los resultados aquí reportados son puntuales y válidos para el día y hora en las cuales se tomó los datos, pero por ser datos promedios dan una idea de como está trabajando el Sistema de Gas-Lift.

Esperamos que los resultados obtenidos sirvan de guía para el personal del Campo Shushufindi, a fin de que en el futuro se tomen las medidas adecuadas que permitan por lo menos parcialmente, solucionar los problemas actuales.

Considero que éste trabajo es el punto de partida para que posteriormente se prosiga con éste monitoreo hasta donde sea posible.

CAPITULO 1

I. ANTECEDENTES

1.1. Información general del Campo Shushufindi (1)

El Campo Shushufindi contiene la mayor parte de las reservas probadas de nuestro país. Se encuentra ubicado a 250 Km. al Este de Quito, en la cuenca amazónica, entre los meridianos 76 y 77, entre la línea equinoccial y el paralelo Sur 1. Está ubicado en la dirección norte-sur, con aproximadamente 200 Km².

Este campo petrolífero pertenece a la Formación Napo Inferior siendo las zonas más productivas las areniscas "U", "T" y "G-2", ubicadas a una profundidad de aproximadamente de 9000 a 10000 pies.

El mecanismo de entrapamiento del crudo es una combinación de estratigrafía y sistemas de estructuras. La estructura del Campo Shushufindi es un anticlinal con una falla normal localizada en el flanco sur - este. El movimiento de ésta falla es hasta ahora desconocido. Existe una segunda falla que se orienta en la dirección nor-oeste que posee una gran inclinación y se localiza al norte de la primera falla. Las fallas no se extienden más allá del largo del campo y cabe señalar que no son completamente sellantes.

En los flancos norte, sur y oeste la estructura está limitada por acuíferos laterales. Estos acuíferos naturales son muy activos en los extremos norte y sur del campo, desarrollándose en éstos sitios presiones tales que disminuyen la necesidad de aplicar algún tipo de mecanismo para el mantenimiento de la energía, lo que no ocurre en la parte central del campo en donde la energía proporcionada por los acuíferos no es suficientemente significativa como para mantener presiones y facilitar la explotación hidrocarburífera.

En éste yacimiento, el comportamiento de las presiones evidenció la existencia de una intrusión lateral de agua, la cual permite que la presión de fondo fluyente de los pozos se mantenga a niveles superiores a los que

existirían si el mecanismo de producción hubiese sido exclusivamente por expansión de la capa de gas.

Las presiones estáticas de reservorio originales para las arenas "U" y "T" fueron 3860 psi y 4050 psi respectivamente, presiones que en un inicio del campo permitieron su producción por flujo natural, sin embargo, como consecuencia de la producción, la presión ha tendido a declinar hasta estabilizarse en valores superiores a 2500 psi, debido a que los acuíferos de acción "infinita" que rodean al yacimiento actúan en forma activa como principal mecanismo de producción. Se busca mantener la presión estática mediante la implantación de recuperación secundaria por inyección de agua, sin embargo, debido a la geología del yacimiento este sistema de recuperación ha resultado infructuoso.

Es así como el comportamiento del Campo Shushufindi a partir del año 1990 depende de los acuíferos laterales y del esquema de inyección de agua. (Suspendido desde Marzo 99).

1.2. El Gas Natural

El gas natural es una mezcla en proporciones variables de elementos de naturaleza tanto orgánica como inorgánica; el primero de estos dos grupos lo constituyen compuestos parafínicos también denominados alcanos por la química orgánica.

El grupo de compuestos orgánicos aporta normalmente más del 90% en volumen en el análisis de una muestra de gas natural ordinario y está formado por los siguientes componentes: Metano (CH_4), Etano (C_2H_6), Propano (C_3H_8) Butano Normal (C_4H_{10}), Isobutano (C_4H_{10}), Pentano Normal (C_5H_{12}), Isopentano (C_5H_{12}), Hexanos (C_6H_{14}) y Heptanos Plus (C_7+). Este último no es un componente sencillo sino una denominación para describir la agrupación de todo el remanente de componentes pesados cuyo peso es mayor que el de los hexanos y que debido a las ínfimas concentraciones individuales en el gas natural resulta difícil su identificación desde el punto de vista de laboratorio.

Los componentes orgánicos citados se presentan bajo concentraciones variables pero normalmente en un orden de magnitud descendente que sigue muy de cerca la secuencia en que fueron nombrados anteriormente.

Así el metano constituye del 70% al 90% en volumen de la mezcla, el etano del 3 al 10%, el propano del 1.5 al 5%, los butanos del 0.5% al 2% y los restantes componentes en concentraciones inferiores.

El segundo grupo de componentes que forman el gas natural lo constituyen los componentes inorgánicos que aportan normalmente menos del 10% en volumen en muestras de gas y están representados por dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrogeno (H_2S), algunas veces por el nitrógeno (N_2) y ocasionalmente helio (He_2). Además de los compuestos anteriores también se encuentra presente vapor de agua (H_2O) en cantidades variables dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre el gas. El agua no se incluye en los análisis de composición de los gases naturales ya que estos se realizan en base seca, dándose por descontada su presencia.

A condiciones de bajas temperaturas y altas presiones, el agua forma con los hidrocarburos presentes en el gas natural unos compuestos sólidos de composición variable llamados hidratos.

La formación de hidratos constituye un serio problema en el manejo del gas natural, **por esta razón, en superficie el gas es tratado en unidades deshidratadoras** que utilizan glicol o lechos de algún desecante solido

como agente deshidratante hasta reducir el contenido de agua en el gas natural a una concentración por debajo del punto de saturación de las condiciones más desfavorables de temperatura y presión, evitándose así que los hidratos bloqueen la tubería.

1.2.1. Clasificación de los componentes del gas natural (2)

Los componentes del gas natural se pueden clasificar en:

a. Combustibles

Son los hidrocarburos saturados o parafinados que van desde el metano hasta el heptano e incluso hidrocarburos más pesados.

b. Diluyentes.

Son compuestos inertes, no combustibles, considerados como agentes que disminuyen el poder calorífico del gas.

Los más comunes son:

- Dióxido de carbono.
- Nitrógeno
- Oxígeno

- Vapor de Agua
- Helio
- Argón, Kriptón, Xenón, etc.

La presencia y concentración de estos compuestos puede requerir su remoción, para cumplir con las especificaciones de calidad que debe tener el gas natural del sistema gas-lift.

c. Contaminantes.

Son los elementos que pueden causar daño a las instalaciones del sistema de levantamiento artificial. Para cumplir con las normas sanitarias existentes deben ser removidos o mantenidos a muy bajas concentraciones.

Algunos de ellos tienen una acción tóxica y contaminante.

Los más comunes son:

- Sulfuro de Hidrogeno
- Disulfuro de Carbono
- Sulfuro de Carbonilo
- Azufre orgánico y libre.

1.2.2. Especificaciones de calidad del gas natural.

1. Contenido de vapor de agua

El contenido de vapor de agua en gases transportados por tuberías debe ser según la siguiente relación:

- 7 Lbs H₂O/ MMPCS cuando el Contenido de CO₂ ≤ 1% molar.
- 5 Lbs H₂O/ MMPCS cuando el contenido de CO₂ < 3% molar y CO₂ > 1% molar.
- 2 Lbs H₂O/ MMPCS cuando el contenido de CO₂ > 3% molar.

2. Contenido de compuestos de azufre.

El azufre total no debe exceder de 10 granos/ 100 pcs. de gas (229 mg/ MCS) a 14.7 Lpca y 60° F (760 mmHg y 15.56° C).

El Sulfuro de Hidrogeno no debe exceder de 0.25 granos/ 100 pcs de gas (4ppmv) medidos a 14.7 Lpca y 60°F.

El control del contenido de H₂S es necesario, para evitar los problemas de corrosión en tuberías y otras instalaciones.

3. Contenido de dióxido de carbono

En general se acepta un 3 % en volumen como máximo permisible.

Bajos contenidos de dióxidos de Carbono en el gas natural ordinariamente no revisten problemas graves. Cuando está presente en cantidades que disminuyen apreciablemente el poder calorífico del gas, es recomendable su remoción.

También puede ser aconsejable su remoción para evitar los problemas de corrosión que se presentarían en sistemas que contienen además de CO₂, agua libre.

4. Punto de Rocío de los hidrocarburos.

El punto de rocío es aquella temperatura a cualquier presión específica en la cual el gas natural es saturado con vapor de agua, esto significa que contiene en forma de vapor toda el agua posible en la presión y temperatura especificada.

El punto de rocío máximo de cualquier gas natural transportado por tubería deberá mantenerse a 20°F (11°C) o más, por debajo de la mínima temperatura que alcance el ambiente o el terreno a lo largo del recorrido del sistema. En el caso de tramos enterrados la temperatura se medirá a unos 90 cm. de profundidad.

Esto es importante debido que cuando el gas natural contiene cantidades significativas de pentanos y otros hidrocarburos más pesados puede ocurrir condensación de los mismos si la temperatura del gas desciende por debajo de la temperatura de rocío, la cual será mas alta a mayor contenido de fracciones pesadas.

5. Impurezas sólidas y líquidas.

Todos los materiales dentro de un gasoducto que no figuran dentro de los criterios de especificaciones de calidad son considerados como “sucio de tubería”, esto incluye a líquidos del gas natural, petróleo, aceites, lubricantes, agua salada, suspensiones y sólidos en general, debiendo removerse para conformar un gas limpio.

La conveniencia de trabajar con un gas libre de impurezas sólidas y líquidas radica fundamentalmente en la disminución de los problemas de operación y la frecuencia de la tarea de limpieza.

1.3. Levantamiento Artificial (3)

En la mayoría de los pozos petroleros la energía asociada con el crudo no produce un suficiente diferencial de presión entre el yacimiento y la boca del pozo debido a que el fluido fluye hacia las facilidades de producción. Mientras que en otros pozos la energía natural conducirá el crudo hacia la superficie pero en un volumen insuficiente.

La energía natural del reservorio podría ser entonces complementada por algún tipo de levantamiento artificial.

1.3.1. Tipos de Levantamiento Artificial

Existen cuatro formas básicas de producción de un pozo petrolero por levantamiento artificial, los cuales son:

- Bombeo Neumático.
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Electrosumergible
- Bombeo Mecánico.

1.3.2. Selección de un sistema de Levantamiento Artificial.

La selección de un sistema de levantamiento artificial en un campo dado depende de algunos factores. Entre los concernientes al Gas-Lift está la disponibilidad del gas.

Si el gas es fácilmente obtenible ya sea como gas disuelto en el crudo producido o desde una fuente externa, en tal caso el Bombeo Neumático es usualmente una selección ideal de levantamiento artificial. Este sistema puede ser perfectamente mantenido si la tasa de gas producido desde el yacimiento es por lo menos un 10% del total de la tasa del gas circulado.

El Gas-Lift es la forma de levantamiento artificial más estrechamente parecido al proceso de flujo natural y puede ser considerado como una extensión del mismo.

Este sistema consiste en usar el gas que viene asociado con el crudo como un elemento de ayuda para llevar el petróleo desde el fondo del pozo hasta las facilidades de superficie. Pero este tipo de levantamiento tan sólo es aplicable en los yacimientos con empuje hidráulico o los de gas en solución, tal es el caso del **Campo Shushufindi**.

1.4. Sistema Gas-Lift

1.4.1. Descripción del Sistema Gas-Lift.

Este tipo de levantamiento artificial tiene su fundamento en el principio básico de disminuir la densidad del aceite que se encuentra en la tubería de producción al disolver gas en el fluido existente, es decir aumenta la relación gas-líquido

El sistema GAS-LIFT permite producir un pozo de petróleo mediante la inyección de gas a través de válvulas especiales que son calibradas a diferentes presiones de apertura y colocadas a diversas profundidades de acuerdo a las condiciones del pozo. El compartimento especial donde se alojan las válvulas se denomina “mandriles”, que se baja en la completación del pozo a profundidades requeridas por el diseño previamente establecido.

El pozo productor envía su fluido a una estación de facilidades de producción mediante una línea de flujo, luego pasa a un separador bifásico donde se separa en dos elementos: gas y líquido.

Con respecto al gas producido, después que sale del separador de producción con una presión aproximada de 30 psi, ingresa a un scrubber donde se le eliminan las impurezas propias además del líquido que pudo haber traído consigo, pasando luego a un sistema de compresión.

El gas que se inyecta es el que sale desde éste sistema de compresión de alta presión (± 1500 Psi) y por tubería especial capaz de soportar ésta presión se distribuye a los pozos los cuales se denomina "tubular" si producen por el tubing y "anular" si lo hacen por el casing. Un pozo de Gas-Lift, bajo las mismas condiciones de operación, produce mucho más por el espacio anular que por el tubing (casing 7", tubing 3½" o 2 7/8 "). El mayor inconveniente es que si el pozo produce con agua y gas con tendencia corrosiva, el casing sería afectado con el riesgo de perder el pozo en los casos más extremos.

Existen varios tipos de válvulas de Gas-Lift, que permiten la inyección de gas ya sea desde el espacio anular o desde el tubing, para obtener un flujo de tipo continuo o intermitente.

El levantamiento artificial utilizado en el Campo Shushufindi es de tipo continuo, lo que permite producir 26000 BPPD de 22 pozos de GAS-LIFT.

1.4.2. Ventajas y desventajas del Sistema Gas-Lift

La principal ventaja del Bombeo Neumático es su flexibilidad que permite prácticamente se ajuste a cualquier profundidad y tasa de producción. Tiene una sola unidad central que puede estar localizada distante de la localización del pozo. Se puede convertir de flujo continuo a flujo intermitente con relativa facilidad.

Entre las desventajas de este sistema están los problemas de corrosión que pueden incrementar la contrapresión y reducir la eficiencia. Es ineficiente para campos pequeños o en pozos individuales, debido al requerimiento de los equipos de compresión

Finalmente cuando se manejan altas presiones en las líneas de gas hay que dar atención a la seguridad.

1.5. Operaciones en el Area Shushufindi

El Area Shushufindi está conformado por los Campos:

Aguarico : Con 3 pozos produciendo.

Limoncocha : Con 10 pozos produciendo.

Shushufindi : Con 68 pozos produciendo.

Dando un total de 81 pozos produciendo, por los siguientes métodos de producción:

Bombeo Electro-sumergible

Bombeo Hidráulico.

Bombeo Neumático (Gas-Lift).

1.5.1. Operación de Bombeo Eléctrico

Este sistema hace producir a 52 pozos que equivalen al 64.2% del área.

La producción por éste tipo de levantamiento es de 51000 BPPD.

Esta operación se realiza por medio de bombas electro-sumergibles las cuales son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y de un difusor estacionario. El

fluido de formación entra a la bomba electrosumergible por medio del separador de gas, de donde se bombea a la superficie.

1.5.2. Operación de Bombeo Hidráulico

En el Campo SSFD - Aguarico existen 7 pozos con Bombeo Hidráulico con una producción de 2800 BPPD.

El principio operativo del Bombeo Hidráulico se basa en la ley de Pascal que dice que si se ejerce una presión sobre la superficie de un fluido contenido en un recipiente, se transmite a todas las superficies del mismo con igual intensidad.

Este principio hidráulico aplicado al bombeo de pozos de petróleo hace posible transmitir presión desde la superficie, sea de las estaciones centrales de bombeo o desde unidades individuales en cada pozo, hasta las bombas de subsuelo para levantar los fluidos del yacimiento.

1.5.3. Operaciones de Bombeo Neumático o de Gas-Lift

Para la operación de Bombeo Neumático, el Campo Shushufindi cuenta con 12 compresores.

Por éste tipo de levantamiento se recupera 26300 BPPD de 22 pozos que equivalen al 27.1% de la producción del Area.

Se usan aproximadamente 30 MMPCD para inyección, con una presión de 1400 a 1450 psi.

Se utiliza este tipo de levantamiento en los pozos que tienen alta relación gas-petróleo, en pozos con problemas de arenamiento y en pozos que tienen alto índice de productividad.

CAPITULO 2

II. REVISION DE FUNDAMENTOS APLICADOS EN LOS PROCESOS DE DESHIDRATACION.

2.1. Deshidratación del gas

Es el proceso mediante el cual el vapor de agua se remueve del gas natural ya sea por absorción o adsorción.

La remoción de vapor de agua mediante el burbujeo del gas contra corriente con ciertos líquidos que tienen una especial atracción para el agua es conocida como **absorción**.

La remoción haciendo que el gas fluya a través de un lecho de sólidos granulares que tengan una afinidad para el agua se denomina **adsorción**; donde ésta es retenida en la superficie de las partículas.

El vessel en el cual tiene lugar ya sea absorción o adsorción se denomina **contactor**.

El líquido o el sólido que tiene afinidad con el agua y es utilizado en el contactor se conoce como **disecante**.

El proceso si se aplica correctamente permite disminuir el contenido de vapor de agua de tal manera que bajo condiciones de presión y temperatura esperados en cualquier punto de la línea, no se obtenga la condensación del agua y solidificación que produce taponamiento debido a la formación de hidratos.

2.1.1. Depresión del Punto de Rocío

Los hidratos no se forman en una línea de gas a menos que el gas esté saturado y contenga aun más agua, que por no poder ser absorbida, tome la forma de agua libre.

A cualquier presión específica, el gas caliente toma más vapor de agua al alcanzar el punto de saturación, que el gas frío. Esto significa que el gas frío está saturado y además tiene agua libre; éste absorberá toda el agua libre al calentarse lo suficiente a la misma presión.

Si es calentado sobre este punto, el gas frío no solo abarcará toda el agua libre como vapor de agua, previniendo así, la formación de hidratos, sino que también estará sub-saturado, es decir, será capaz de absorber más vapor de agua que lo que el gas está conteniendo.

Por ejemplo el gas a 500 psia y 60°F en el punto de saturación contiene 30 Lbs H₂O / MMCF. El punto de Rocío de este gas es 60°F. Suponiendo que este gas va a ser movilizado en una línea de transmisión con una temperatura de 20°F. El punto de saturación entonces será 7 Lbs H₂O / MMCF. Las 30 Lbs de agua originales, si se las deja en el gas, existirán 7 lbs en forma de vapor de agua y

23 lbs como agua libre por cada MMCF, si la presión permanece la misma. Esta agua libre es una fuente potencial de hidratos que pueden congelarse y apretar la línea.

Supongamos que el gas es procesado en una unidad de deshidratación y el punto de Rocío es bajado 50°F. Ninguna agua libre existirá en el gas hasta que la temperatura sea bajada más de 50°F desde la temperatura original de 60°F o hasta que la temperatura vaya hasta 10°F o menos. El gas a 500 psia y 10°F contiene alrededor de 5 lb de vapor de agua / MMCF. Puesto que este gas originalmente contenía 30 lb de vapor de agua / MMCF, será necesario remover 25 lb de agua por cada MMCF a fin de bajar el punto de Rocío 50°F.

En principio, esta caída del Punto de Rocío (de 60° a 10 °F) es el trabajo de la unidad de deshidratación. El problema presentado ha sido establecido en forma simplificada para establecer el principio de operación. Los problemas reales de operación no son simples.

2.1.2. Objetivos

La deshidratación tiene por objetivos:

1. Alcanzar los requerimientos del Punto de Rocío para el gas que va a ser inyectado.
2. Prevenir los siguientes problemas:
 - a. Reducción del diámetro permisible al flujo del gas, causado por la condensación de vapor de agua en las tuberías, el cual se deposita en los tramos bajos.
 - b. La corrosión ante la presencia de componentes ácidos en el gas tales como H_2S y CO_2 disueltos en el agua.
 - c. La formación de hidratos a bajas temperaturas en las tuberías de transmisión del gas, los cuales pueden causar taponamiento de tuberías y válvulas

2.2. Procesos de Deshidratación del Gas.

Para evitar los inconvenientes anteriormente mencionados hay varios procesos que pueden ser utilizados, teniendo cada uno su mejor aplicación y es cuestión de evaluar las condiciones del Sistema GAS-LIFT y seleccionar el mejor.

2.2.1. Inyección de Inhibidores de Hidratación

Para los sistemas en los que no se practica la deshidratación del gas, la inyección de Ethilenglicol o Metanol es la técnica más adecuada para inhibir la presencia de hidratos.

Los inhibidores al combinarse con el agua líquida, bajan la temperatura de hidratación de manera tal que el gas pueda ser expuesto con seguridad a las temperaturas del suelo.

Estos son inyectados en los pozos y desalojados junto con el agua líquida en la planta central de procesamiento.

Si no se tiene información suficiente para calcular la dosificación de aditivos puede considerarse el uso de 1 litro de Metanol o 0.2 litros de Ethilenglicol por millar de metros cúbicos de gas, manejado en el sistema

Los glicoles son los inhibidores de hidratación comúnmente preferidos, debido a que pueden ser regenerados. Es más difícil y costoso recuperar Metanol y Etanol ya que requieren del incremento de utilización de químico.

2.2.2. Deshidratación con Disecante Sólido

El proceso de disecante sólido, utiliza el principio de absorción para desalojar el vapor de agua de las corrientes de gas. Los absorbentes normalmente utilizados, gel de sílice y tamices moleculares, son de una forma cristalina sólida con un número de poros como de panal en la superficie. Esto da un área muy alta para una relación de volumen tal que los sólidos tienen capacidad de absorción de agua extremadamente alta.

Los absorbentes son colocados en una probeta de absorción y puestos en contacto con la corriente de gas hasta que el lecho esté saturado por el agua. A través de una serie de válvulas de cambio y un sistema de control de tiempo, el lecho es puesto fuera de servicio y regenerado para usos en el futuro.

Unidades de lecho sólido rara vez son utilizadas para requisitos de deshidratación normal, pero normalmente son empleadas para deshidratar gas natural a niveles ultra secos (tan bajo como 1 ppm).

2.2.3. Deshidratación con Disecante Líquido

Los disecantes más comunes utilizados para la remoción de vapor de agua del gas natural en procesos de deshidratación con disecante líquido son los glicoles: ethileno, diethileno y particularmente triethileno.

Se han ganado el uso generalizado en deshidratación de gas porque:

- Son altamente higroscópicos, es decir absorben y retienen agua de inmediato.
- Son estables al calor y descomposición química a temperaturas y presiones necesarias en el proceso.
- Son regenerados con facilidad para reutilizarlos.
- No son corrosivos y no hacen espuma en condiciones normales aunque las impurezas en la corriente de gas pueden cambiar esto.

2.3. Proceso de Deshidratación aplicado en el Campo Shushufindi.

El proceso de deshidratación de gas que cumple con los requerimientos de ducto normal (4 a 7 LbH₂O/ MMPCD) es el de Deshidratación con Glicol Trietileno, el cual es usado por las plantas deshidratadoras del Campo Shushufindi

Este consiste en desalojar el agua del flujo de gas mediante contacto en contra corriente con el trietilenglicol (TEG), en el contactor. El glicol circula en un sistema cerrado desde la torre de contacto hacia el sistema de regeneración, donde el agua es hervida desde la solución de glicol *rico* y el TEG regenerado es recirculado hacia el contactor.

Este proceso es capaz de obtener bajos puntos de rocío (menos de 1 LbH₂O/ MMSCF).

2.4. Métodos usados en la medición de humedad del gas de Shushufindi.

- Analítico (Sensodyne) y Dew Point

Para obtener los datos de humedades del Sistema de Gas-Lift se trabajó con los dos métodos nombrados anteriormente.

Con el primero se registra datos en la entrada y salida de las Plantas de Deshidratación de Gas Natural (DGN), porque se necesita que estos datos sean reales y con bajo porcentaje de error de lectura o cálculo, ya que determinarían la eficiencia de las plantas.

El segundo método se lo usó en los otros elementos restantes del Sistema de Gas-Lift como: separadores, scrubbers, compresores, líneas, etc., para determinar la humedad del gas en cada uno ellos.

Los métodos seleccionados para desarrollar éste trabajo no se encuentran en literatura especializada, puesto que son métodos prácticos que se usan solamente en campo a diferencia de otros que son de laboratorio.

Antes de describir los métodos propuestos cabe indicar que en el presente trabajo se considera solamente la fase gaseosa, pues es precisamente en esta fase donde se encuentra difundida el agua (en forma de vapor) que se desea retirar con las Plantas de DGN.

2.4.1. ANALITICO (Sensodyne):

Este método consiste en medir las humedades del gas a la entrada y salida de las Plantas de DGN usando una cápsula colorimétrica (SENSODYNE) que cambia de color de acuerdo a la humedad que tenga el gas que se está analizando.

El equipo de medición es simple y consta de una botella de plástico con una válvula acoplable a la línea de gas, en los puntos donde se encuentran los manómetros de entrada y salida de la Planta. Esta botella tiene dos agujeros: uno sirve como desfogue

para que no se presurice la misma y el otro para introducir la cápsula colorimétrica y realizar la lectura.

Si la Planta de DGN está funcionando de una manera eficiente, será capaz de separar gran parte del agua que se encuentra difundida en el gas en forma de vapor lo que se verá reflejado en los valores de humedad de las muestras obtenidas.

La muestra obtenida a la entrada de la Planta de DGN tendrá un determinado valor de humedad, pero luego de pasar a través de la misma, si realmente cumple las funciones de deshidratación, retendrá el agua y el valor de humedad que se obtenga a la salida de la planta deberá ser mucho menor que el de la entrada o en el mejor de los casos cercana a cero.

Los valores obtenidos se registraron para poder calcular la eficiencia de las Plantas de TEG con la siguiente expresión:

$$E = \frac{\text{Hum. del gas a la entrada} - \text{Hum. del gas a la salida}}{\text{Humedad del gas a la entrada}} * 100$$

2.4.2. DEW POINT (Punto de Rocío)

Este método consiste en tomar datos de presión y temperatura en los equipos componentes del Sistema Gas-Lift y luego leer en la carta de Dew-Point del Gas Natural (Fig. # 6) el valor de humedad del gas, el cual es dado en $\text{LbH}_2\text{O}/\text{MMPC}$.

Los datos de presión se leen directamente de los manómetros de los equipos y los datos de temperatura se toman con un termómetro digital.

Estos datos ayudan a obtener una visualización de cómo, en dónde y en qué porcentaje el gas va deshumidificándose y de cómo llega a las Plantas de DGN.

CAPITULO 3

III. PROCESO OPERATIVO DE LAS PLANTAS D.G.N. DEL CAMPO SHUSHUFINDI.

3.1. Descripción básica del proceso

El diagrama de flujo para el proceso de deshidratación con glicol Trietileno está demostrado en la Figura # 2. Estos son básicamente dos sistemas separados, el primero consiste en un equipo de contacto de gas para glicol de alta presión y el segundo del sistema de reconcentración (desalajo de agua) de glicol de baja presión

3.1.1. Proceso seguido por el gas

Un "scrubber" de admisión, ya sea integral en la torre de absorción o un vessel separado localizado justo delante de ella, es esencial para la operación apropiada del sistema de deshidratación con glicol. Líquidos libres, agua e hidrocarburos livianos condensados en el ducto pueden causar problemas en varias formas.

Primero, la carga adicional de agua coloca una carga innecesaria en el glicol y puede sobrecargarlo hasta que no pueda alcanzar el punto de rocío el gas en la salida.

Segundo, el hidrocarburo líquido hace que el glicol tenga una alta tendencia a espumar conduciendo a una reducción de capacidad de manipulación de gas en el contactor y mayores pérdidas de glicol desde el contactor y desde el sistema de regeneración.

Después de pasar por el scrubber de admisión el gas natural húmedo, con presión y temperatura de línea, ingresa cerca del fondo del absorbedor y se eleva por la columna donde toma contacto íntimo con una solución magra de glicol que fluye contra corriente, a través de bandejas espumantes (burbujeantes). Aquí el

gas entrega su vapor de agua al glicol. Este proceso se ilustra en la Figura # 5 para un contactor con bandejas de cápsulas de burbujas. Cada bandeja contiene tantas cápsulas como cuantas puedan ser puestas en la misma para proporcionar la dispersión más eficiente del gas a través de la bandeja. El gas fluye por un elevador (encajado en un orificio en la bandeja y localizado dentro de la cápsula) de tal manera que el gas se redistribuye desde la parte superior de la cápsula hacia abajo por el anillo formado entre el elevador y la cápsula. Luego se dispersa por las ranuras del fondo de la cápsula y hace burbuja con el glicol. El nivel de glicol es mantenido cerca del tope de las cápsulas mediante vertederos localizados en la cubierta de ellas. Mientras más profundo el nivel de glicol alrededor de la cápsula, más íntimo el contacto glicol / gas y mayor la eficiencia.

Después de burbujear por el nivel de glicol en una bandeja determinada el gas fluye para arriba hacia el fondo de la siguiente bandeja, repitiendo el mismo arreglo de contacto a lo largo de cada bandeja sucesiva. Al salir de la última bandeja el gas pasa a través de un extractor de mezcla para remover el glicol antes de salir de la torre.

Por último, el gas secado pasa por un intercambiador de calor de gas / glicol y luego entra en la línea madre.

Una pequeña cantidad de este gas seco es retirada de la descarga del absorbedor para uso como combustible y gas instrumental.

3.1.2. Proceso seguido por el Triethylenglicol

Ingresando en la torre por la bandeja superior, el glicol fluye hacia un tubo descendente y se dirige a la siguiente bandeja, fluyendo de nuevo hacia otro tubo descendente.

Este proceso se repite hasta que el glicol sale de la bandeja inferior hacia el fondo del contactor, donde el nivel es controlado por el sistema de regeneración.

El estrecho contacto de las bandejas permite que el glicol, con su alta habilidad higroscópica absorba el vapor de agua de la corriente de gas. La mayor cantidad de agua es desalojada en la bandeja inferior, donde el gas está más húmedo.

El gas crecientemente contiene menos agua al tiempo que se mueve por cada bandeja sucesiva; de esta manera el glicol absorbe menos agua y es más higroscópico.

En las pocas bandejas superiores últimas el glicol está más magro (más alta concentración) y solo vestigios de cantidades de agua quedan en el gas.

Estas bandejas desalojan los últimos restos de agua en el gas para que cumpla con el punto de rocío de salida.

Es importante que el glicol que ingresa en la bandeja superior sea enfriado bajando (10°F a 30°F) a una temperatura cercana a la del gas. Esto es necesario porque las condiciones de equilibrio entre el glicol y el vapor de agua en el gas son afectadas por la temperatura. A mayores temperaturas más vapor de agua permanecerá en la corriente de gas en razón de las condiciones de equilibrio de presión de vapor.

Para lograr este enfriamiento el glicol magro, que está aproximadamente a 200°F en la descarga de la bomba, intercambia calor con el gas deshidratado, proceso que se efectúa

con una espira interna (cooling coils) tal como de la Fig. # 5 o mediante un intercambiador de calor externo. (como en la Figura # 2)

El glicol húmedo, habiendo absorbido el vapor de agua del gas natural, sale del contactor de glicol mediante el control de nivel por medio de una válvula de amortiguamiento de alta presión. Aquí la presión se reduce, de la presión del gas hasta aproximadamente 50 a 70 psig. para proporcionar la presión suficiente para moverse por el resto del sistema hacia el regenerador, el cual opera a presión atmosférica.

El glicol es luego utilizado como el medio de enfriamiento en la espira de reflujo localizada en la parte superior de la columna empacada o stripper. Así se enfrían los vapores calientes que salen de ella, condensando tanto glicol de los vapores como sea posible antes de liberarlos hacia la atmósfera. El flujo de glicol es manejado mediante un monitoreo de temperatura y válvula de tres vías de tal manera que la temperatura superior se mantiene aproximadamente a 115° F. En unidades pequeñas, una válvula manual es normalmente utilizada para controlar la cantidad de

reflujo en vez de la válvula de tres vías y el control de temperatura.

Desde la espira de reflujo, el TEG (húmedo y frío) se dirige al Intercambiador de Calor (Glicol/ Glicol) donde es pre-calentado.

La temperatura normal de intercambio de calor (diferencia entre la temperatura del glicol magro enfriado y la del glicol húmedo de entrada) es aproximadamente 200°F. Esto significa que una corriente húmeda ingresando a 100°F puede ser calentada alrededor de 300°F, mientras que la corriente magra esta siendo enfriada de 400°F a 200°F. Generalmente 200°F está alrededor de la temperatura máxima que las bombas de glicol pueden manipular en una base de flujo constante.

Luego el glicol fluye hacia el Flash Tank, (el cual no es mas que un separador de hidrocarburos y gas) donde los hidrocarburos disueltos se separan del glicol. Los gases acumulados normalmente se agregan al sistema de gas combustible o quemados en el regenerador; hidrocarburos condensados se llevan hacia el sistema de drenaje. Para obtener la separación apropiada el Flash Tank debe ser mantenido a una temperatura de 150°F a 200°F mientras se opera de 50 a 70 psig.

El glicol húmedo es luego filtrado en un filtro tipo calcetín para remoción de cualquier partícula sólida tales como sulfuro de hierro. En algunos casos, un filtro de carbón se utiliza para la remoción de hidrocarburos los cuales no pueden separarse en el Flash Tank. Esto puede ser beneficioso en la reducción de pérdidas de glicol en la columna de reflujo debido al espumamiento de los hidrocarburos.

Después de ser pre-calentado en el intercambiador de calor, el glicol húmedo fluye hacia la parte superior del reflujo. Aquí, sigue hacia abajo por el paquete (o en algunos casos bandejas) y es calentado hasta cerca de la temperatura de regenerador mediante vapores de agua/ glicol caliente del regenerador. Mayor calentamiento en el regenerador lleva a la temperatura al nivel requerido hasta obtener la concentración magra. El nivel del regenerador es controlado por un ducto de salpicado o descendente para asegurar el nivel sobre el tubo candente o los tubos de vapor y la temperatura es controlada automáticamente mediante un control de temperatura.

Finalmente el glicol pasa al "Reboiler" para su regeneración por lo que se debe lograr una temperatura 380°F a 400°F.

Después de la regeneración, el glicol magro (caliente) intercambia calor con el glicol rico (frío) lo que sirve para enfriarlo hasta cerca de la temperatura del gas antes de su ingreso a las bombas y por último hacia el contactor.

3.2. Elementos principales de las Plantas de Deshidratación de Gas Natural.

3.2.1. Scrubber de Entrada.

La filtración completa del gas húmedo de ingreso es absolutamente esencial para el funcionamiento satisfactorio de la Plantas Deshidratadoras de Gas Natural (DGN).

Por lo que, para muchas unidades grandes se coloca un filtro o scrubber aguas arriba del contactor. El filtro debería ser dimensionado para manipular 125% de la cantidad máxima de la rata de flujo de gas.

Alrededor de la mitad de los problemas de deshidratación de gas son causados por el filtrado inadecuado del gas de entrada. Cinco de los *contaminantes* más comunes que obstaculizan el funcionamiento del TEG son:

- a) ***Entrada de agua libre.***- Esta agua incrementa la recirculación de glicol, el trabajo de calor de regenerador y los costos de combustible. Si la unidad se llega a sobrecargar, el glicol puede ser transportado desde el contactor y/ o destilador.

- b) ***Petróleos o hidrocarburos.***- Petróleos disueltos (aromáticos o asfálticos) reducen la capacidad de secado del glicol y con agua, causan espuma. Petróleos no disueltos pueden apretar las bandejas del absorbedor. Petróleos no disueltos se impregnan en las superficies de transferencia de calor en el regenerador e incrementan la viscosidad del glicol.

- c) ***Salmuera ingresada.***- Estas sales se disuelven en el glicol son corrosivas para los aceros, especialmente los aceros inoxidable y pueden depositarse en el mechero del regenerador, causando *puntos incandescentes*.

- d) **Aditivos.**- Tales como inhibidores de corrosión, fluidos acidantes y de fracturación: estos materiales causan espuma, corrosión y *puntos incandescentes* si se depositan *en el mechero* del regenerador.
- e) **Sólidos.**- Tales como arena y productos de corrosión, por ejemplo, óxido o FeS: Los sólidos promueven espuma, erosionan las válvulas, las bombas y eventualmente atascan las bandejas y empaques.

3.2.2. Contactor o Absorbedor

Como se muestra en la Figura # 5, el absorbedor (o contactor) consta de un filtro integral en el fondo, una transferencia de masa o sección de secado en la mitad y un enfriador de glicol y extractor de mezcla en la parte superior.

El gas natural ingresa en el filtro integral tangencialmente y luego pasa a través de un extractor de mezcla de malla de alambre que remueve la mayoría de las gotas restantes del líquido ingresado. Las dos etapas de filtrado y el extractor de mezcla disminuyen la

contaminación del glicol y evitan que el agua libre sobrecargue la unidad. El filtro integral complementa al separador de entrada por lo que no debería ser utilizado como un sustituto.

En la *sección de secado*, el gas fluye hacia arriba y toma contacto de inmediato con la solución de glicol que desciende. Este contacto contra corriente usualmente emplea de 4 a 12 tapas de burbuja o bandejas de válvula.

A pesar de que las bandejas de válvula pueden ser más eficaces, 33% versus 25% para tapas de burbuja, las tapas de burbuja son usualmente utilizadas, ya que estas no destilan a bajas tasa de flujo de gas y no filtran las bandejas. Son adecuadas también para líquidos viscosos.

Como los glicoles tienden a formar espuma, las bandejas deberían estar espaciadas en por lo menos 18 pulgadas y preferentemente de 24 a 30 pulgadas como separación. La columna absorbente debe ser vertical; si no lo es, el nivel desigual de líquido en las bandejas impide el contacto gas/ líquido.

Las *cantidades de circulación TEG* varían de 1.5 a 4 galones TEG por libra de agua removida. Unidades pequeñas de 4 a 6 bandejas son a menudo operadas en 3 galones TEG por libra de agua. En unidades grandes de ocho o más bandejas, la tasa de circulación TEG es reducida a 2 galones de TEG por libra de agua removida con reducción simultánea del trabajo del regenerador. Buen contacto glicol-gas en las bandejas es difícil con menos de 2 galones TEG por libra de agua removida.

Una malla o extractor de neblina tejido en la parte superior del absorbedor reduce el transporte de glicol líquido a menos de 1 lb por MMSCF.

3.2.3. Flash Tank

Un separador de dos fases con un tiempo de retención de líquido de 5 a 10 minutos evita que el exceso de hidrocarburos gaseosos ingrese en la columna de destilación donde ellos se acelerarán, incrementarán la pérdida de glicol y posiblemente rompan el empaque de cerámica.

Un *separador de tres fases* con un tiempo de retención de líquido de 20 a 30 minutos es preferido cuando la gravedad del gas es alta y el glicol absorbe cantidades significativas de hidrocarburos más pesados. La separación gas - condensados - glicol es mejor efectuada a 100 - 150°F y a 50 - 75 psig. Estas condiciones permiten que el gas acelerado sea utilizado sin compresión para el gas combustible o de dispersión.

Cuando la remoción de petróleo es deseada, el glicol rico puede ser precalentado en el intercambiador glicol-glicol antes de acelerar. El calentamiento reduce la viscosidad y acelera la separación de hidrocarburo glicol - líquido. Sin embargo, las temperaturas elevadas incrementan la solubilidad de hidrocarburos líquidos en el glicol.

La presión en el Flash Tank debe ser suficiente, para permitir la salida de la corriente de glicol para que fluya a través de todo el equipo aguas abajo, es decir, los intercambiadores de calor y los filtros. La mejor separación condensado-glicol es obtenida con tanques rápidos horizontales; sin embargo, los separadores verticales requieren de menor área de plataforma.

3.2.4. Filtros

El *contenido de sólidos* en el glicol debería ser mantenido por debajo de 0.01 de porcentaje de peso (100 ppmv) para evitar el desgaste de la bomba, atascando los intercambiadores de calor, haciendo espuma, haciendo fallar las bandejas del contactor y el empaque de la destilación, corrosión de célula (donde los sólidos se asientan sobre superficies metálicas) y puntos candentes en los tubos incandescentes.

Filtros tipo calcetín, hechos de tela, papel, o fibra de vidrio están diseñados para desalojar 5- μ m y partículas más grandes del glicol antes de que ingresen en el destilador. La colocación del filtro después del intercambiador de calor glicol-glicol explota la viscosidad reducida del glicol rico. Los filtros de calcetín están diseñados para caídas de presión iniciales de 3 a 6 psig y deberían ser cambiados cuando el diferencial de presión llegue a 15 a 25 psig.

Cartuchos de filtro rígidos duran mayor tiempo y no colapsan y no envían de retorno a los sólidos filtrados hacia dentro del glicol. A

pesar de que estos cartuchos cuestan más, la mano de obra, pérdida de glicol y desalojo son usualmente menores.

Filtros de carbono activado son utilizados para remover hidrocarburos líquidos, surfactantes, químicos de tratamiento de pozo, aceites lubricantes de compresor, etc., desde una corriente lateral de glicol. Filtros Cannister los cuales rara vez se rompen o sangran, son recomendados. Carbonos duros, densos, en base a carbono son preferidos sobre los carbonos en base a madera que son livianos, suaves y crean problemas de empolvamiento. Las cantidades de flujo permisibles son bajas, 1-2 gpm por pie cuadrado de área de lecho.

Alternativamente, un filtro de carbono operando a corriente completa de glicol puede ser utilizado. Carbono granular en el rango de malla de 4 a 30, una cantidad de flujo de 2 a 10 galones por minuto por pie cuadrado de área de lecho, y un tiempo de retención de 5 a 10 minutos es recomendado.

Se recomienda baja presión, glicol magro, filtro de calcetín para reducir el desgaste de la bomba por remoción de partículas tales como hidrocarburos fraccionados, resinas, sal libre y compuestos

metálicos. Sin embargo, esta práctica puede causar vacío de bomba. Algunos operadores resuelven este dilema mediante la colocación de filtro de carbono aguas abajo de la bomba, mientras otros colocan un filtro tipo Y en la línea de succión de la bomba.

3.2.5. Bomba de Glicol

La *bomba de recirculación de glicol K*, la cual contiene las únicas partes móviles en toda la unidad, retorna el glicol magro de baja presión al contactor de alta presión. Tres tipos son utilizados:

1. Operado por gas de alta presión (por ejemplo, Texteam)
2. Operado por líquido de alta presión (por ejemplo, Kimray)
3. Movido por motor eléctrico

Porque la deshidratación cesa sin la circulación de glicol, se recomienda dos bombas de glicol, cada una capaz de proporcionar la circulación plena. En unidades más grandes se prefiere una bomba *movida por motor eléctrico*, montada horizontalmente, de cilindros múltiples, de desplazamiento positivo, y una bomba de espera de líquido de alta presión puede ser utilizada.

3.2.6. Tanque de Surgencia

El tanque de Surgencia debe ser lo suficientemente grande para manejar un completo drenaje de TEG desde las bandejas de la torre del absorbedor. Durante la operación normal el tanque de surgencia debería estar a la mitad.

3.2.7. Intercambiadores de Calor

El intercambiador de calor glicol-glicol extrae calor del glicol concentrado caliente que retorna al absorbedor y lo entrega al glicol rico que va hacia la destilación, de esta manera se ahorra energía. Sin embargo, una unidad de glicol responde muy lentamente a los agitamientos en la cantidad de flujo de gas cuando el regenerador lleva menos del 60% de la carga total de calor. Si se espera cambios en la cantidad de flujo, lo mejor es tener calor adicional a disposición inmediata para el regenerador, una cantidad de encendido más alta o mayor flujo de fluido de transferencia de calor que para reducir la eficiencia térmica mediante la disminución del trabajo del intercambiador de calor.

Los *intercambiadores de calor* en una unidad de glicol deberán ser diseñados para efectuar lo siguiente:

1. Proporcionar el glicol concentrado al absorbedor con 5 a 15°F más caliente que el gas secado que sale del absorbedor. Este objetivo es logrado mediante la colocación de un enfriador aguas abajo del intercambiador de glicol rico/magro. En unidades más pequeñas, el glicol es enfriado en una espira localizada en el contactor justo debajo del extractor de muestra. En unidades más grandes se utiliza un intercambiador separado gas-glicol externo o uno enfriado por aire de tubo con aletas. No enfriar el glicol hace que la bandeja de la parte superior actúe como un intercambiador de calor. La temperatura del glicol en esta bandeja es más alto, lo cual incrementa la presión parcial del vapor de agua y de esta manera reduce la eficiencia de secado.
2. Mantener la parte superior de la destilación de dispersión a 210°F (a nivel del mar). El glicol rico frío puede ser utilizado como enfriador para el petróleo de reflujo.

3. Controlar el precalentamiento del glicol rico que ingresa en la destilación por dispersión hasta un máximo (y de esta manera la máxima recuperación de calor del glicol magro que sale del regenerador).

Temperatura demasiado alta acelera el vapor de agua y produce flujo de dos fases. Una aproximación de 60 - 90°F en el extremo caliente es deseable en el intercambiador de calor de glicol rico/magro. Este intercambiador de calor tiene un gran diferencia de temperaturas; es decir, la temperatura del glicol magro de entrada es mucho más baja que la de glicol rico de salida. Dos o más intercambiadores en serie a menudo son utilizados en unidades más grandes para controlar la temperatura con la cual el glicol rico ingresa al Flash Tank y los filtros.

3.2.8. Columna de Destilación

La reconcentración ocurre tanto en el dispersor vertical o columna de destilación y el regenerador. En unidades más pequeñas la torre de destilación es frecuentemente montada en la parte superior del

regenerador. Las bandejas a veces son utilizadas en unidades muy grandes. El agua en el glicol rico sale de la torre de destilación como vapor. La espira de enfriamiento de la parte superior de la torre de destilación condensa algo del vapor de salida para proporcionar reflujo para la columna. Este arreglo controla la condensación y reduce las pérdidas de glicol.

3.2.9. Regenerador

El *regenerador* proporciona el calor necesario para hervir el agua fuera del glicol. Calentadores de fuego directo son a menudo utilizados pero constituyen un peligro de llama abierta. El uso de gases de escape de las turbinas de gas y motores como medio de calentamiento (cuando se dispone) logra ahorro substancial de energía.

TEG no sufre descomposición significativa térmica si la temperatura de volumen de glicol en el regenerador es mantenida por debajo de 400°F y la máxima temperatura de recubrimiento del tubo incandescente exterior no excede de 430°F. En consecuencia, el tubo incandescente en forma de U debería tener

el tamaño de manera que el flujo de calor promedio sea 6000-8000 Btu/ hora-pie². El flujo de calor no es uniforme en todo el tubo incandescente pero es más alto cerca de la llama en el tubo de la parte inferior. Una llama de flujo laminar, larga, turbulenta, de punta amarilla produce un flujo de calor más uniforme.

3.3. Efecto de la Concentración de Glicol

La cantidad de circulación de glicol necesaria para una determinada aplicación es determinada por varios factores. Algunos son establecidos por las condiciones de flujo del gas de admisión y por los requerimientos de punto de rocío de gas de salida; además existen otros factores variables que pueden tener considerable efecto sobre los costos iniciales de capital y costos de operación en marcha del equipo.

Los factores no variables incluyen la composición del gas de salida, la cantidad de flujo, presión y temperatura y requerimientos de punto de rocío del gas deshidratado. Estos factores tienen obviamente un profundo efecto sobre el diseño del equipo.

Factores variables, para los cuales el diseñador hace la selección y que afectan a la cantidad de circulación de glicol, son concentración de glicol y número de bandejas en el Contactor.

Si la concentración de glicol y el número de bandejas se mantiene constante, algún descenso en el punto de rocío se puede obtener mediante el incremento de la cantidad de circulación de glicol. Sin embargo el descenso puede ser mínimo, usualmente solo 5°F, aún duplicando o triplicando la cantidad de bombeo real.

De la misma manera, si la concentración de glicol y la cantidad se mantienen constantes, el efecto de bandejas adicionales tiene solo un pequeño efecto sobre la ganancia en depresión. Sin embargo, incrementando la concentración de glicol sobre 99.0% de pureza puede tener resultados importantes en el punto de rocío de salida obtenido. Con una temperatura de gas de entrada de 100°F (110 °F de temperatura de bandeja superior), un punto de rocío de salida de 10° F puede ser obtenido con 99.0 % TEG. Este se incrementa a -30 °F con 99.8% TEG y hasta -40°F con 99.9 % TEG.

Concentraciones más altas de TEG pueden ser obtenidas mediante:

- El incremento de la temperatura del regenerador de glicol.
- Inyección de gas dentro del regenerador cuando está siendo recalentado para afectar un cambio en la relación de presión parcial del agua aún en el glicol, haciendo que ingrese a la fase de gas y salga con el gas disperso.
- Alguna combinación incremento de dispersión de gas y de incremento de temperatura.
- Procesos especializados tales como regeneración de vacío.

Las temperaturas de regenerador para TEG normalmente corren entre 380° y 400°F, resultando en concentraciones de glicol de 98.0% a 99.0%.

Si el gas es inyectado directamente en el regenerador (por un tubo de regadera) la concentración de TEG se incrementa significativamente de 99.1% a cerca de 99.6% cuando la cantidad de gas es incrementada de 0 a alrededor de 4 scf / gal. Incrementar la cantidad más allá de eso tiene un efecto despreciable.

Entonces, el problema es determinar la combinación óptima de concentración de glicol y el número de bandejas del Contactor, considerando los balances económicos entre el costo de bandejas

adicionales vs. costos iniciales y operacionales del sistema de reconcentración.

3.4. Detección de problemas

La indicación más obvia del mal funcionamiento de un deshidratador de glicol es el alto contenido de agua en la corriente de gas de salida.

En la mayoría de los casos, es causado por circulación insuficiente de glicol. Estos dos factores pueden ser originados por una variedad de causas contribuyentes como la lista de abajo.

Además de las causas mecánicas, altos puntos de rocío pueden ser encontrados en condiciones de operación existentes para las cuales el equipo no fue diseñado.

Estas condiciones pueden ser a veces al menos parcialmente aliviadas tanto por cambios en la condición como por la operación mecánica.

3.4.1. Puntos de rocío altos

1. Causa - Circulación de Glicol Insuficiente

- a) Bombas a glicol.- Cerrar la válvula de descarga de glicol seco y ver si la bomba continua funcionando; si así, necesita ser reparada.
- b) Bomba eléctrica o a gas.- Verificar la circulación adecuada mediante el cierre de la descarga de glicol desde el absorbedor y la proporción de tiempo de llenado en la columna de medición.
- c) Golpe de bomba pero no bombea.- Chequear las válvulas para ver si están asentadas apropiadamente.
- d) Chequear la detención del forzador de succión.
- e) Abrir la válvula de sangrado para eliminar el "candado de aire".
- f) Asegurarse que el nivel de agitado sea lo suficientemente alto.

2. Causa - Reconcentración Insuficiente

Si se verifica circulación adecuada y la unidad no está produciendo a los diseñados puntos de rocío, la inapropiada reconcentración puede entonces ser sospechada. Si la circulación no es verificada, chequear falla en regenerador o también en la columna.

- a) Verificar la temperatura del regenerador con un termómetro de prueba y establecer en el máximo permisible (325 °F para diethileno, 400°F para triethileno).
- b) Chequear intercambiador de calor glicol - glicol para fugas del glicol húmedo dentro del glicol seco.
- c) Chequear fugas en la espira de reflujo del glicol húmedo en la columna quieta, si es aplicable.
- d) Chequear el gas de cubierta si es aplicable para estar seguro de que hay flujo de gas positivo.

3.4.2. Pérdida de Glicol

1. Causa - Espuma

Corrección:

- a) La espumación se debe a menudo a la contaminación de glicol con sal, hidrocarburo, polvo, lodo o inhibidor de corrosión. Remover la causa de la contaminación y si está gravemente contaminado, limpiar el sistema, y después recargarlo con glicol nuevo.
- b) Agregar filtro de carbón.

2. Causa - Excesiva velocidad en el absorbedor

Corrección:

- a) Disminuir la cantidad de gas.
- b) Incrementar la presión en el absorbedor.

3. Causa - Bandejas interiores llenas de lodo, sedimento, etc.

Corrección:

Bandejas interiores sucias, usualmente resultan en incapacidad del líquido para fluir hacia abajo de la torre con cualquier flujo apreciable de gas. Si la torre tiene acceso para humanos, u orificios manuales, es mejor la limpieza manual. Si no, se recomienda la limpieza química.

4. Causa - Pérdida de glicol fuera de la Columna de Dispersión

Corrección:

- a) Determinar si agua libre o hidrocarburo está ingresando en el absorbedor, con la corriente de gas de este modo sobrecargando el regenerador.
- b) Limpie o cambie el paquete de columna si tiene falla.
- c) Agregar antiespuma.

3.4.3. Glicol bajando hacia la línea de gas

1. Causa. - Demasiado gas bajando por la torre.

La velocidad se incrementa y el gas está subiendo demasiado rápido, de modo que va barriendo consigo el glicol. Si se conoce que existe un problema de velocidad en el diseño inicial, el espacio de bandeja normal de 24" puede ser extendido a 30". Esto da al glicol mayor espacio vertical para caer. La única solución de campo es incrementar la presión en la torre con una válvula de presión de retroceso, dado que la torre aún no está en su máxima presión de trabajo y los pozos pueden fluir por la torre a una presión más alta.

2. Causa. - Gas frío

Puede hacer que el glicol se vuelva viscoso y pierda sus características de fluidez. Entonces se acumulará en las bandejas y será barrido hacia afuera. Un contactor de glicol nunca debería ser operado por debajo de 55 o 60° grados F.

3. Causa.- Alto pH

Este es un término químico que significa que el glicol ha cambiado químicamente. Es bueno para tratar de tener glicol con un pH de alrededor de 7 - 8.5. Cuando sube a alrededor de 9.0 hasta 10.0 tendrá una tendencia a hacer espuma lo que permitirá que el gas lo barra hacia afuera de la torre.

4. Causa.- Bandejas Sucias

Las tapas de burbuja se vuelven obstruidas y el gas no puede pasar a través de ellas. Entonces el gas fluirá alrededor de los bajantes. El glicol será barrido.

3.4.4. Glicol Saliendo Fuera del Regenerador

1. Causa.- Fuego sobre los 405°F.

2. Causa.- Glicol Sobresaturado

Una columna de destilación está diseñada para una carga de agua determinada. Esto significa que la velocidad del vapor

de agua está más o menos establecida. Si el fuego sale y la bomba continúa circulando, el glicol se volverá completamente saturado. Habrá alta velocidad de agua en la columna de destilación cuando se inicia el fuego. El agua hervirá tan rápido que barrerá también todo el glicol hacia fuera, lo que se puede corregir parando el calor y operando la bomba lentamente hasta que el regenerador esté en temperatura y ya no salga más gas por la parte superior de la torre de destilación. Es imperativo que ninguna retropresión sea mantenida en la columna de destilación o el agua no dejará de hervir. La parte superior de la destilación debería ser abierta a la atmósfera o al menos bombeada al nivel de piso. Nunca corra la línea dentro de un sistema de drenaje cerrado o dentro de una línea sobre el piso la cual suba hacia un orificio.

Un regenerador de glicol puede además tener incluido dispersión de gas. Se recalcará que la reconcentración de pureza del glicol tiene un gran efecto sobre la habilidad del glicol para secar el gas. La diferencia entre 98 y 99.3% puede hacer que el gas sea vendible o húmedo en el caso de gas muy caliente.

3.5. Mantenimiento Preventivo

El mejor control de problemas de operación es tener un programa eficaz de mantenimiento, no solo para el equipo, sino también para el químico.

Un chequeo total de un deshidratador de glicol debería ser efectuado por lo menos cada 30 a 40 días para asegurar su buena operación.

3.5.1. Mecánico

a. Bombas.

Es la única parte real de trabajo del sistema de deshidratación que necesita y merece el mayor cuidado. Los sellos o empaques de las bombas pueden necesitar cambio o ajuste. Las mallas del filtro deberían ser limpiadas y/ o cambiadas.

b. Controles de Temperatura.

Para asegurar que la temperatura de la cantidad de glicol que se encuentra en el regenerador esté por debajo del nivel de degradación para el tipo de glicol utilizado, los controles de temperatura deben estar en buenas condiciones de trabajo.

c. **Controles de Nivel y Válvulas de Control.**

Si no están en buenas condiciones de operación, pueden causar pérdidas en el flujo de glicol.

3.5.2. Operacional

a. **Mantener el glicol en tanque de agitación a niveles específicos.**

b. **Chequear los cartuchos de filtro.**

Los cartuchos de filtro deberían ser cambiados cuando la presión llegue aproximadamente a 20 psi. Algunos tipos de filtros tienen indicador incorporado para mostrar cuando una válvula de alivio interna está abierta en esta presión. En otros tipos, la caída de presión es determinada por medidores. Los filtros de saco deberían ser inspeccionados visualmente, aunque el diferencial de presión no sea de 20 psi. Un filtro de saco puede ser cortado hacia el núcleo del filtro para determinar si está saturado de contaminantes.

- 71
- c. Tomar muestras de glicol y analizar contaminantes (sales, hidrocarburos, etc.), ph, tendencia de espumación y color de glicol, etc.

3.5.3. Limpieza general y periódica.

El ítem más importante en cualquier programa de mantenimiento es "mantener limpio el sistema". Cuando el glicol está "sucio", la posibilidad de taponamiento del absorbedor es mayor, la eficiencia de deshidratación es menor y se produce pérdida de glicol.

El tiempo ideal para la *limpieza* es cuando la unidad está parada para reparaciones y se recomienda empezar por:

- a. Columna de destilación.
- b. Caja de fuego (incandescente).
- c. Filtros
- d. Bombas
- e. Absorbedor

Un buen trabajo de limpieza puede mejorar la operación de la planta grandemente. Sin embargo, un trabajo pobre puede contaminar severamente el glicol por largo tiempo.

El mejor método es hacer un muestreo del contaminante(s) y ver que disuelve los depósitos.

3.6. Instrumentación

Sobre 10000 unidades *magras* en existencia se encuentran en operación a escala mundial.

Estos diseños magros se caracterizan como: seguros, sanos, simples y adecuados para operación sola; requieren de mínimo mantenimiento, mínimo entrenamiento del operador, mínimo nivel de conocimientos del operador y proporcionan una capacidad sobre corriente de sobre el 98%.

La Tabla # 4 resume la instrumentación para un diseño magro típico.

3.7. Rangos de operación

Una unidad TEG correctamente diseñada y apropiadamente operada deshidratará gas natural con menores dificultades y requerirá de poco mantenimiento. La Tabla # 5 resume las temperaturas de operación preferidas. La facilidad potencial a menudo conduce la unidad de glicol siendo virtualmente ignorada. *Miles de dólares pueden ser desperdiciados* anualmente en razón de las altas pérdidas de glicol, las excesivas cantidades de recirculación de TEG, bombas de operación inapropiada, consumo innecesario de energía, paradas frecuentes de la planta y excesiva reposición de equipo. Los rangos de operación son ahora recomendados bajo los siguientes tópicos: absorbedor, regenerador, cuidado de glicol, bomba, arranque, apagado(cierre) y mantenimiento preventivo.

3.7.1. Contactador o Absorbedor

La eficiencia de operación del contactador gas-glicol depende de la cantidad de flujo de gas de admisión, temperatura y presión y también en la concentración de glicol magro, temperatura y cantidad de circulación.

Los efectos de estas variables son ahora resumidos.

1. Flujo de Gas de Admisión.-

Obviamente la *carga* (libras de agua a ser removidas/ hora) varía directamente con la cantidad de flujo de gas de alimentación. Normalmente las bandejas del Contactador están operando en un régimen de rociado muy severo, muy poco glicol líquido comparado con la cantidad de flujo de gas. Incrementos en la alimentación de gas pueden exacerbar esta delicada condición de "inundación explosiva" y puede ser muy perjudicial para el rendimiento del contacto. La cantidad de circulación de glicol debería ser ajustada para que coincida con las variaciones en la cantidad de flujo de gas de alimentación.

La mayoría de contactores son diseñados conservadoramente y por lo tanto pueden manejar cantidades de flujo de 5 a 10% y quizá aún el 20% sobre la capacidad. Por supuesto que las capacidades de las demás unidades, bombas y regeneradores, deben ser tomadas en consideración.

2. Temperatura y Presión del Gas de Admisión.

El gas de admisión puede suponerse que ingresa por el absorbedor saturado de vapor de agua; por lo tanto, su contenido de agua y la cantidad de agua a ser retirada por el glicol dependen de la temperatura y presión del gas de entrada. La correlación de McKetta y Wehe (Figura # 6) demuestra que a 1000 psia el contenido de agua se incrementa de 33 a 62 hasta 102 Lb H₂O/ MMSCF cuando la temperatura se incrementa de 80 a 100 hasta 120°F.

El efecto de la presión, mientras es muy importante, no es muy severo: a 100°F el contenido de agua es 62, 72 y 87 lb H₂O/ MMscf a 1000, 800 y 600 psia, respectivamente. Un incremento en la temperatura del gas de admisión o disminución de la presión del gas de admisión incrementa la carga en la unidad. Cambios súbitos en la presión y temperatura también pueden afectar el flujo de glicol en el absorbedor y romper los sellos del mismo.

3. Temperatura y Concentración de TEG de Ingreso.

La habilidad de secado de TEG es limitada por el equilibrio vapor - líquido (VLE) del agua entre la fase gas y la fase líquida del TEG.

La habilidad de secado del TEG se incrementa dramáticamente con la concentración, por ejemplo, a 100°F los puntos de equilibrio de condensación de agua del gas en contacto con 98%, 99%, 99.5% y 99.7% de peso TEG son 32, 16, 0 y -16°F respectivamente. (Fig. # 7)

Para obtener 99.0%, TEG requiere de una temperatura de re-ebullición de 380° F a 400°F.

En vista de que TEG no empieza a degradar térmicamente hasta 404°F, es posible lograr las concentraciones más altas. Además el punto de equilibrio de condensación del agua decrece con el decrecimiento de la temperatura, pero el enfriamiento del glicol incrementa su viscosidad y su tendencia a espumar.

4. Tasa de Circulación del Glicol.

El agua extraída por el glicol incrementa con el aumento de la concentración de glicol, disminuyendo la temperatura de glicol, cantidades de circulación más altas y el número de bandejas de contactor. Una cantidad de circulación de glicol de 3 galones por libra de agua removida es conservadora.. Sin embargo prácticas recientes de conservación de energía han bajado la circulación a 2 galones por libra de agua.

5. Temperatura de Deshidratación.

Al tiempo que TEG puede deshidratar gas natural a temperaturas de operación de 50 a 130°F, el rango de temperatura preferido es 80-100°F. Por debajo de los 50°F la caída en la eficiencia de deshidratación es muy pronunciada

Por debajo de 70°F el glicol es demasiado viscoso. Esto reduce la eficiencia de bandeja, promueve la espuma e incrementa las pérdidas de glicol. Sobre 110°F el gas de

admisión contiene demasiada agua y la capacidad de secado del glicol se reduce.

La temperatura de glicol de admisión debería ser 5-15°F más alta que la temperatura de gas de admisión. Si el glicol ingresa más frío que el gas, el frío resultante condensa los hidrocarburos los cuales a su vez promueven la espuma. Si el glicol ingresa a más de 15°F sobre la temperatura del gas fluente, las pérdidas de evaporación de TEG y el punto de condensación del gas se incrementan innecesariamente.

3.7.2. Regenerador

Mientras que el grado de reconcentración de glicol depende principalmente de la temperatura del regenerador, la reconcentración adicional es obtenible de inmediato mediante el uso de gas dispersante. Las pérdidas de glicol de la parte superior de la columna de dispersión pueden ser disminuidas mediante el control de temperatura. Los efectos de estas variables son ahora resumidos.

1. Temperatura del Regenerador.

La concentración de agua en el glicol magro que sale del regenerador varía con la temperatura y presión de este. Porque el regenerador es usualmente operado a presión atmosférica.. Las temperaturas del regenerador van de 350° a 400°F porque la cantidad de descomposición de glicol se incrementa significativamente sobre los 400°F, como lo mencionado previamente. Debería hacerse ajustes de temperatura del regenerador en los pasos de 5°F para evitar problemas de planta.

2. Temperatura de la Columna de Dispersión.

La temperatura de la parte superior de la columna de dispersión debería ser mantenida en aproximadamente 210°F, de preferencia variando el flujo de glicol rico de admisión hacia una generación de reflujo, espira de enfriamiento localizada en la parte superior de la destilación. Si la temperatura de la parte superior cae muy por debajo 200°F, la condensación de vapor de agua se vuelve excesiva;

esto puede inundar la columna, rebosar el regenerador, incrementar la presión de la columna y los líquidos ser expulsados por la ventana superior.

El vapor de glicol puede salir del dispersor si la temperatura de la parte superior excede 220°F. Cuando se utiliza el gas de dispersión, la temperatura de la parte superior puede ser reducida tan bajo como 190°F

3.7.3. Bomba de Glicol

El cuidado apropiado de la bomba es esencial; cuando la bomba falla no hay circulación de glicol y no hay deshidratación. Una *bomba en standbay* podría ser incluida y se debería disponer de pequeñas partes de repuesto. La glándula de empaque de la bomba tendría que ser reemplazada cuando haya excesiva fuga de glicol. Las instrucciones del fabricante deben ser seguidas al instalar el nuevo empaque. El empaque es seco cuando nuevo y probablemente absorberá glicol y se expandirá. Si es instalado demasiado apretado el empaque no recibirá la suficiente lubricación del glicol y puede quemarse y rayar los émbolos.

En bombas que mueven glicol a la alta presión, puede fugar por los sellos internos y diluir al glicol reconcentrado. Tales fugas internas, las cuales son detectadas mediante el muestreo de glicol magro cuando entra y sale de la bomba, pueden volverse excesivas cuando los sellos de la bomba se desgastan.

3.8. Contaminación del Glicol

Uno de los mayores problemas con la operación de deshidratadores de glicol es la contaminación del glicol, que usualmente resulta en disminución de rendimiento, incremento de pérdida de glicol y en daño del equipo.

Los mayores problemas de contaminación son: Bajo pH, oxidación, descomposición térmica, contaminación de sal, condensación del *hidrocarburo*, *acumulación de sedimento* y *espuma*. Sus causas y remedios, son ahora revisados.

3.8.1. Contaminación por corrosión.

La corrosión usualmente puede ser atribuida a la presencia de oxígeno en el sistema.

A niveles ph por debajo de 5.5, tiene lugar oxidación automática de glicol, lo que resulta en la formación de peróxidos y ácidos orgánicos tal como los fórmicos y acéticos. Estos unidos a los que se encuentran en la corriente del gas natural, causarán fuerte corrosión.

La presencia de sulfuro de hidrógeno y bióxido de carbono en el gas afectará al ph del glicol, incrementando la corrosión. Además pueden causar corrosión en la parte superior de la columna de destilación donde el agua se está condensando.

Se debería agregar los suficientes inhibidores de corrosión para mantener el ph de 7 a 8.5 necesario.

El oxígeno se presenta por: tanques de almacenaje sin colchas de gas inerte, bombas con fugas y rara vez en el gas de admisión.

Una colcha de gas consiste en un flujo muy pequeño de gas combustible dentro de la parte superior de los tanques de almacenaje del líquido evitarán que el aire ingrese al recipiente.

3.8.2. Descomposición térmica.

Degradación térmica ocurre cuando el glicol es sobrecalentado. El sobrecalentamiento puede ser evitado manteniendo la temperatura del recalentador por debajo de 400°F, chequeando el tubo incandescente con regularidad para puntos candentes causados por depósitos de sal.

Puntos candentes son mejor observados en la noche; si se apaga la llama, ellos continúan brillando.

3.8.3. pH Bajo.

El pH de glicol óptimo es 7.0 - 8.5, un pH sobre 9 promueve espuma y formación de emulsión.

Acidos corrosivos formados por descomposición de glicol u oxidación y H_2S o CO_2 disueltos, pueden ser neutralizados por bases tales como bórax, trietanolamina. Estas bases deben ser agregadas lentamente y en pequeñas cantidades, por ejemplo, 1 libra de amina por 400 galones de glicol. Se requiere continua reposición de filtro mientras que el glicol está siendo neutralizado.

El pH de glicol debería ser chequeado semanalmente utilizando papel de prueba de pH de rango estrecho o un medidor de pH.

3.8.4. Contaminación de sal.

Hasta aquí el tipo más serio de contaminación es por la sal. Cuando el glicol se satura con sal, ésta se deposita en el tubo incandescente del regenerador causando puntos candentes. A menos que estos puntos candentes sean detectados con la mayor rapidez y el tubo candente retirado del regenerador sea limpiado, es posible que exista una falla.

El glicol debería ser drenado en la unidad y limpiado cuando la sal excede los 2500 ppmw. Equipo especial tal como lecho de resina de intercambio de ion se requiere para desalojar la sal de TEG.

Buena separación delante del absorbedor de glicol es la mejor medida de prevención contra sal en el glicol. *Se debe sacar el agua fuera del gas antes de que tome contacto con el glicol.*

3.8.5. Hidrocarburos Líquidos.

Los Hidrocarburos líquidos ingresan a la planta de D.G.N. con el gas de admisión y desde allí son absorbidos por el glicol. La contaminación por hidrocarburos podría entonces ser minimizada mediante: *la filtración del gas de admisión, dimensionando adecuadamente el separador de tres fases y utilizando purificación de carbono.*

En climas fríos las pérdidas de calor a través de las paredes del contactor pueden conducir a condensación de hidrocarburos, por lo que se justifica el aislamiento y/ o cobertura del contactor.

3.8.6. Acumulación de Lodo.

Polvo, arena, escala de tubería y productos de corrosión tales como sulfuro de hierro y óxido son recogidos por el glicol y si no son removidos por el separador de admisión o por el filtro integral estos sólidos junto con hidrocarburos alquitranosos eventualmente se asientan y forman una goma abrasiva, pegajosa, negra la cual puede desgastar la bomba de glicol u otro equipo, atascar las bandejas del contactor y depositarse en los tubos incandescentes.

La apropiada filtración tanto de las corrientes de glicol rico como de glicol magro debería mantener la concentración de los sólidos por debajo de porcentaje de peso de 0.01.

3.8.7. Espuma.

La espuma puede ser mecánica o química. La primera es causada por excesivas cantidades de flujo de gas en el absorbedor y contaminantes tales como partículas sólidas, sales, inhibidores de corrosión e hidrocarburos líquidos causan *la espuma química*.

La espuma se detecta mejor mediante el monitoreo de la presión en el contactor. El incremento de 2 a 5 psi son síntomas de espuma.

La espuma podría ser evitada mediante una buena separación de contaminantes y filtración apropiada de la solución.

Se recomienda tener las siguientes precauciones con los despumadores:

1. Utilizar un filtro de carbono externo para tratar el total de la solución si se desarrolla una solución espumosa persistente durante la operación y si los tratamientos convencionales fallan.
2. Mantener despumadores a la mano en todo tiempo, un orgánico para medidas preventivas y una silicona para emergencias.

3.8.8. Gases Ricos en Bióxido de Carbono

El triethylenglicol se utiliza con éxito para secar gases naturales que contienen H_2S y/o CO_2 , pero la presencia de estos contaminantes requiere:

1. Determinar cuidadosamente el contenido de H_2O de la corriente de gas natural ácido de llegada ya que los gases agrios tienen una mayor capacidad para el agua.
2. Monitorear muy de cerca la solución pH del TEG. La frecuente adición de bases (por ejemplo: amina) puede ser necesaria.
3. El Flash Tank es suficiente cuando las concentraciones de gas ácido no son demasiado altas.

El monitoreo cuidadoso, la eliminación de contaminantes, filtración de carbono, uso del separador rápido de tres fases y mantenimiento de pH entre 7 y 8 puede prolongar la vida del glicol hasta 5 - 10 años.

3.9. Procedimiento de Arranque de la Planta

- A. Purgar el sistema
- B. Llenar el regenerador y el tanque de surgencia a través de las conexiones de llenado con el glicol apropiado. Llenar el regenerador primeramente hasta que el glicol aparezca en el tanque de surgencia, luego llenar el tanque de surgencia aproximadamente hasta la mitad.
- C. Controlar que todas las válvulas en el múltiple del quemador estén cerradas.
- D. Cerrar todas las válvulas en la provisión de gas hacia el reconcentrador.
- E. Cerrar la válvula de salida de glicol desde el absorbedor.
- F. Controlar las bombas, motores, etc., para lubricación.
- G. Girar lentamente la presión estática dentro del absorbedor y chequear fugas (ningún flujo a través de la unidad).

- H. Abrir la provisión de gas hacia el reconcentrador y chequear fugas.
- I. Ajustar los reguladores para mantener 15 psig para el quemador. Si se utiliza una bomba a gas, el regulador de provisión de gas será establecido para proveer la presión mínima de operación.
- J. Encender la luz piloto. Si el quemador está equipado con una protección piloto, será necesario presionar el botón reset hasta que el elemento esté lo suficientemente caliente.
- K. Girar los marcadores de temperatura para abrir la válvula de combustible, de este modo encendiendo el quemador principal y ajustar si es necesario.
- L. La circulación de glicol puede ahora ser iniciada. Abrir la succión de glicol y las líneas de descarga. Abrir las válvulas de bloque de filtro, si es aplicable. Arrancar la bomba y sangrar el aire de las cañerías. Al arrancar una bomba a glicol, esta deberá funcionar a gas hasta que el glicol haya sido bombeado dentro del absorbedor. Entonces controlará automáticamente el nivel de glicol en la salida de glicol de alta presión. Con una bomba eléctrica o a gas, será

necesario ajustar el control de nivel para mantener el nivel aproximadamente a medio punto de la columna de medida.

- M. Agregar glicol al tanque de surgencia cuando el nivel de bombeo baje. Sin embargo hay que tener precaución de que no sea llenado demasiado. El glicol se expandirá al tiempo que sube hacia la temperatura de operación. En el caso de sistemas de inyección, habrá también la dilución del glicol cuando llegue a la concentración de operación.
- N. Ajustar el control de temperatura a la temperatura apropiada. Donde se utilizan controles, el control de cierre de superposición debería tener salida plena de 20 psig mientras que el otro control está acelerando. El ajuste de la temperatura debería estar en 380 a 400°F antes de que el gas sea retornado a través del absorbedor. Si la unidad ha estado cerrada por un largo tiempo, aplicar calor muy lentamente de manera de no inundar la columna de reflujo con el exceso de vapor de agua.
- O. Entonces el gas puede ser pasado por el absorbedor.
Aplicar la carga muy lentamente.

- P. Ajustar la proporción de glicol de la bomba. La cantidad requerida varía con la aplicación del equipo. Generalmente, una cantidad de glicol de dos o tres galones por libra de agua en la corriente de admisión es suficiente para proporcionar la adecuada deshidratación. Cantidades menores son usualmente adecuadas cuando se proporciona bandejas adicionales.
- Q. Una espira de precalentamiento de gas es usualmente incluida para permitir la reducción de gas de alta presión en congelar.
- R. Regeneradores calentados por aceite y calentados por vapor son puestos en servicio esencialmente de la misma manera que los de fuego directo. En estos sistemas, es necesario sangrar el aire del elemento de calentamiento cuando se agrega petróleo o vapor.
- S. Si se utiliza glicol húmedo en espiras de condensación (reflujo), cerrar el paso manual lo suficiente para forzar parte del flujo por la espira de condensación. Forzar solo lo suficiente para dar una elevación sentida manualmente perceptible para el glicol (10 a 20°F). La salida de vapor o columna de reflujo es óptima en 215 a 220 ° F.

- T. Cuando un Espumador de Petróleo - Gas Glicol es incorporado en el deshidratador, colocar la presión de retorno a 50 - 95 psig, y ajustar los controles de nivel para acelerar a una proporción constante.

3.10. Procedimiento de Apagado

- A. Cerrar las válvulas o el múltiple del quemador y continuar circulando glicol. Dejar que la temperatura de glicol se enfríe a aproximadamente 175° a 200 °F. Si la torre tiene un sistema de paso, aisle la presión en la torre y pase por alto la torre con flujo de gas.
- B. Apague el gas para absorber.
- C. Pare la bomba.
- D. Sangrar la presión fuera de la corriente aguas abajo del absorbedor, si la unidad va a estar apagada por algún período de tiempo prolongado.

E. Procedimientos de mantenimiento normales deberían aplicarse a una unidad puesta fuera de servicio por un prolongado período de tiempo.

El absorbedor y el concentrador deberían ser llenados con agua y drenados. Las bombas deben ser limpiadas, el paquete removido. Bombas eléctricas y a gas, émbolos revestidos con un preventivo de oxidación.

CAPITULO 4

IV. ESPECIFICACIONES TECNICAS Y EVALUACION DE PARAMETROS OPERACIONALES DE LAS PLANTAS DE D.G.N.

4.1. Especificaciones Técnicas de las Plantas

A fin de conseguir las metas propuestas, los Sistemas de Deshidratación de TEG deberán cumplir con las siguientes especificaciones:

4.1.1. Planta de D.G.N. - Estación Norte

- Volumen a tratar: 12 MMSCFD
- Humedad de entrada del gas: 100 Lb H₂O / MMSCFD

- Humedad de salida del gas: 5 Lb H₂O / MMSCFD
- Contenido de CO₂: 17.67 %
- Presión de entrada el gas: 1450 Psi
- Temperatura de entrada del gas: 120 ° F
- Presión de salida del gas: 1440 Psi
- Temperatura de salida del gas: 120 ° F

4.1.2. Planta D.G.N. - Estación Aguarico

- Volumen a tratar: 4 MSCFD
- Humedad de entrada del gas: 80 Lb H₂O / MMSCFD
- Humedad de salida del gas: 5 Lb H₂O / MMSCFD
- Contenido de CO₂: 26.15 %
- Presión de entrada el gas: 1450 Psi
- Temperatura de entrada del gas: 130 ° F
- Presión de salida del gas: 1440 Psi
- Temperatura de salida del gas: 120 ° F

4.1.3. Planta de D.G.N. - Estación SUR

- Volumen a tratar: 12 MMSCFD
- Humedad de entrada del gas: 85 Lb H₂O / MMSCFD
- Humedad de salida del gas: 5 Lb H₂O / MMSCFD
- Contenido de CO₂: 17 %
- Presión de entrada el gas: 1450 Psi
- Temperatura de entrada del gas: 120 ° F
- Presión de salida del gas: 1430 Psi
- Temperatura de salida del gas: 130 ° F

4.1.4. Planta de D.G.N. - Estación Sur-Oeste

- Volumen a tratar: 4.5 MMSCFD
- Humedad de entrada del gas: 135 Lb H₂O / MMSCFD
- Humedad de salida del gas: 5 Lb H₂O / MMSCFD
- Contenido de CO₂: 15.5 %
- Presión de entrada el gas: 1450 Psi
- Temperatura de entrada del gas: 140 ° F
- Presión de salida del gas: 1430 Psi
- Temperatura de salida del gas: 140 ° F

4.1.5. Planta de D.G.N. - Estación Central

- Volumen a tratar: 13.5 MSCFD
- Humedad de entrada del gas: 130 Lb H₂O / MMSCFD
- Humedad de salida del gas: 5 Lb H₂O / MMSCFD
- Contenido de CO₂: 27 %
- Presión de entrada el gas: 1450 Psi
- Temperatura de entrada del gas: 140 ° F
- Presión de salida del gas: 1440 Psi
- Temperatura de salida del gas: 130 ° F

4.2. Constitución de las Plantas de D.G.N.

Cada una de las plantas de deshidratación de gas natural consta de los siguientes módulos:

1. Torre Contactor
2. Intercambiador de calor Gas - Glicol
3. "Skimmer"
4. Dos Filtros
 - "Sock Filter"
 - "Charcoal Filter"
5. Dos intercambiadores de calor Glicol / Glicol.
6. Regenerador de TEG (Reconcentrador)
7. Bombas de Circulación de Glicol.
8. Misceláneos
 - Líneas de drenaje de condensados del gas, válvulas y controles.
 - Panel de "Shutdown" automático.
9. By Pass
10. Sistema de Seguridad de "Shut-Down"

4.3. Evaluación de los parámetros operacionales de las plantas D.G.N.

4.3.1. Planta D.G.N. - Estación Norte.

Se tiene dos tablas de datos para la evaluación de ésta planta, una del año 97 (archivo), otra del año 98 y las dos reflejan que la planta trabaja con un rango de eficiencia entre el 70 y el 79%.

El 12 de Octubre/98 se procedió al arranque de la planta y por el lapso de 2 días se procedió a evaluarla dando por resultados los datos de la tabla adjunta.

El 15 de Octubre/ 98 se suspende la operación de la Planta de TEG por las siguientes razones:

- Bomba # 2 se encuentra en mal estado y existe liqueo excesivo de TEG por los packings por lo que es sacada de servicio.
- Bancada de bomba # 1 se encuentra rota.

Comparando la tabla de datos de la Planta de la Carta General de Especificaciones (CGE), con respecto a los parámetros de diseño se puede decir de:

- Humedad del gas.

Esta estación no excede a su máximo permisible de Humedad de entrada que es de 100 LbsH₂O/ MMSCF, puesto que el gas entra a la planta con un promedio de 96 LbsH₂O/ MMSCF y sale con un promedio de 21 LbsH₂O/ MMSCF, lo cual nos indica que la **eficiencia de operación de la planta es de 79% aprox.**

- La presión está dentro del rango permisible 1420 (< 1450).
- La gravedad específica actual del gas (0.782 según cromatografías) es menor a la gravedad específica para la cual fue diseñada la planta (0.970 de la CGE.), por lo tanto está dentro del rango de operación.
- La temperatura promedio del gas de entrada a la planta 126°F, la cual es el promedio de la temperatura con la que

sale el gas de los compresores, es mayor a la temperatura máxima para la cual fue diseñada. (120°F).

En resumen el único problema que se presenta en esta planta es:

La alta temperatura del gas de ingreso la cual no la soportan los "packings" de las bombas puesto que son de mala calidad.

4.3.2. Planta de D.G.N. - Estación Aguarico

La planta trabajó 2 días durante los cuales se le pudo determinar que trabaja con un 28.42% de eficiencia de deshidratación tal como se aprecia en la tabla de datos.

Los problemas que se dan en ésta planta son:

- La temperatura del gas con la que sale de los compresores y entra a la Planta es de 148°F la cual es muy superior a la temperatura de diseño (130°F), trayendo consigo los subsecuentes daños en toda la Planta.
- Las bombas # 1 y # 2 presentan líqueo por los "packings".

- Los platos de la Torre de Contacto se encuentran desasentados.
- Gas combustible de mala calidad puesto que tiene excesiva humedad por lo que la temperatura en el regenerador de TEG no alcanza más de 230° F, siendo la temperatura de operación 380°F. Cabe mencionar que para solventar este inconveniente se está utilizando como combustible el gas de la línea madre.
- Aparentemente la planta trabaja con un 29%, pero este dato es irreal puesto que si el regenerador alcanzará su temperatura de trabajo (380°F) se obtendría un gas más seco a la salida de la planta y mejoraría la eficiencia de la misma.
- Otro dato que muy notoriamente sale fuera del rango de diseño es la Humedad del gas de entrada a la planta el cual es 170 LbsH₂O/ MMSCF y no debería ser mayor a 80 LbsH₂O/ MMSCF.
- Se produce taponamiento en los filtros debido a las impurezas existentes en el gas.

4.3.3. Planta de D.G.N. - Estación Sur

Trabajó 4 días con una eficiencia del 59 %, como se aprecia en la tabla de datos.

Actualmente está fuera de servicio por las siguientes razones:

- Deterioro de los packings de las bombas de TEG, por efectos de alta temperatura del mismo.
- Carencia de filtros en "stock". Los que se tenían se taponaron
- Mala calidad del gas por lo que se produce contaminación del TEG.

Asfalto, parafina y carbón: 60%

Sulfuro de Hierro: 2 %

Oxido de Hierro: 15%

Inhibidor de corrosión: 22%

La presencia de estos productos concomitantemente con la temperatura de operación (300°F) hacen que se produzca depósitos de carbón (Coquización) en el interior de toda la planta, esto es, en filtros de fibra de vidrio, filtros de carbón activado, filtros cerámicos, torre de destilación (Núcleos cerámicos), y regenerador, por tal razón se van a producir daños irreparables en la planta por lo que se recomienda iniciar la operación en el momento que se tenga una buena calidad de gas.

En la tabla de Contenido de Sólidos en el gas (tabla # 3) se puede comprobar que esta planta es la que recibe mayor cantidad de sólidos, 38.87 lb/ día, lo que trae las consecuencias arriba mencionadas.

4.3.4. Planta de D.G.N. - Estación Sur-Oeste

La planta se encuentra fuera de servicio por las siguientes razones:

- Daño en los "Plungers" debido a la mala calidad de los "Packings" por efectos de temperatura de trabajo.

- Liqueo de TEG por las bombas # 1 y # 2.
- Se encuentra incompleta, porque partes de ésta se han usado de repuesto para otras plantas tales como la Sur y la Norte.

4.2.5. Planta de D.G.N. - Estación Central

La planta está fuera de servicio por las siguientes razones:

- Temperatura de descarga al Sistema de Gas Lift (250°F) superior a la especificada en el diseño de las plantas (150°F). Se recomienda poner enfriador a la descarga de los compresores para que la temperatura esté dentro del rango permisible.
- Packings de las bombas # 1 y # 2 en mal estado.
- Válvula de seguridad de la torre de contacto en mal estado.

ESTACION NORTE

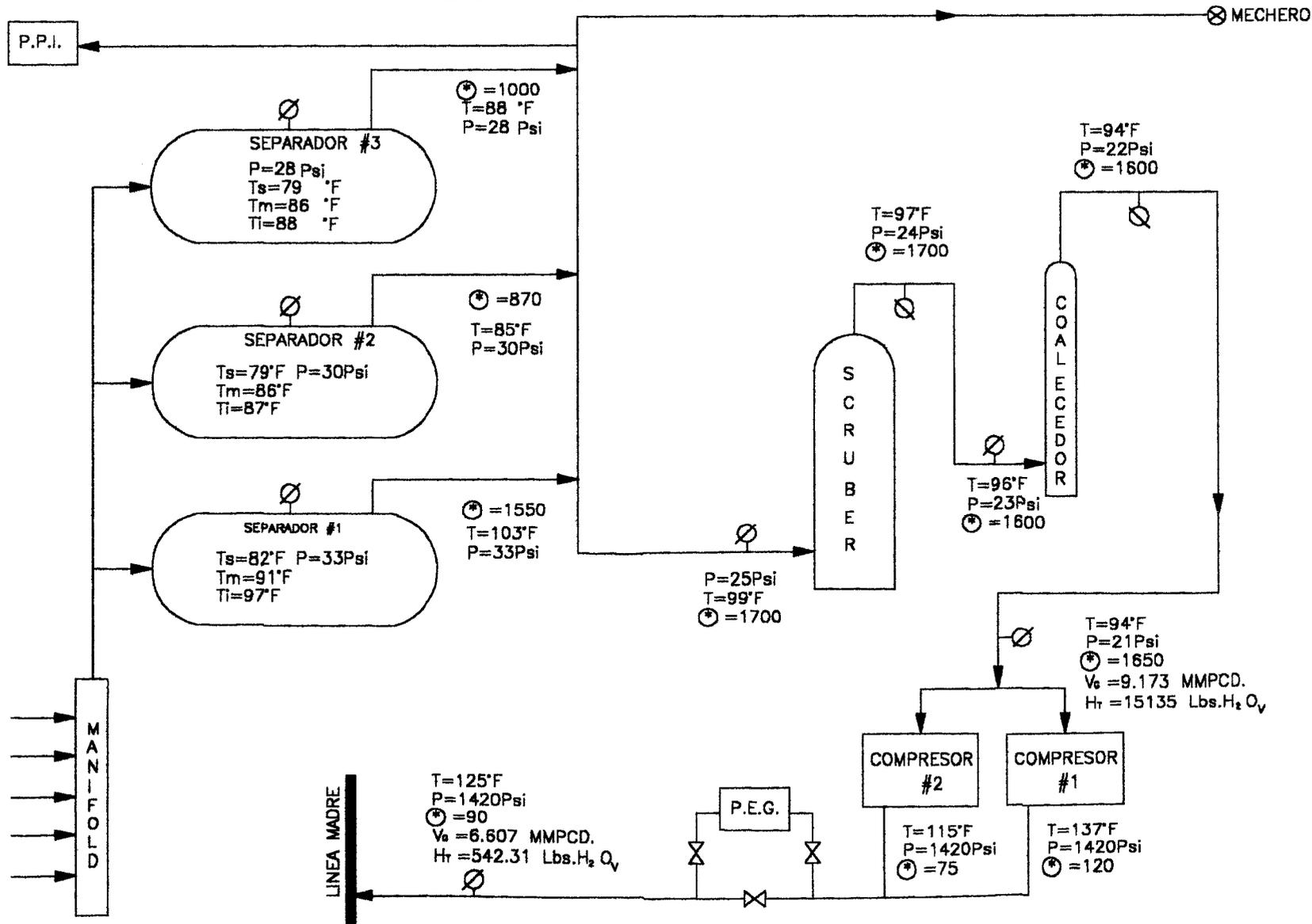


TABLA DE RESULTADOS DE LAS PRESIONES

| ESTACION NORTE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| PROMEDIOS DE LAS PRESIONES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sep # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 31 | 33 | 32 | 32 | 38 | 35 | 32 | 32 | 31 | 31 | 31 | 34 | 31 | 32 | 34 | 33 | 31 | 33 | 32 | 33 | |
| Salida del Gas | 31 | 33 | 32 | 32 | 38 | 35 | 32 | 32 | 31 | 31 | 31 | 34 | 31 | 32 | 34 | 33 | 31 | 33 | 32 | 33 | |
| Sep # 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 28 | 30 | 30 | 29 | 30 | 32 | 30 | 30 | 30 | 32 | 30 | 30 | 31 | 29 | 30 | 32 | 30 | 29 | 30 | 29 | |
| Salida del Gas | 28 | 30 | 30 | 29 | 30 | 32 | 30 | 30 | 30 | 32 | 30 | 30 | 31 | 29 | 30 | 32 | 30 | 29 | 30 | 29 | |
| Sep # 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 26 | 27 | 30 | 26 | 27 | 30 | 30 | 26 | 28 | 30 | 29 | 29 | 29 | 27 | 28 | 30 | 29 | 26 | 27 | 27 | |
| Salida del Gas | 26 | 27 | 30 | 26 | 27 | 30 | 30 | 26 | 28 | 30 | 29 | 29 | 29 | 27 | 28 | 30 | 29 | 26 | 27 | 27 | |
| Scrubber | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 30 | 25 | 27 | 23 | 25 | 28 | 23 | 26 | 24 | 25 | 26 | 25 | 26 | 24 | 25 | 26 | 27 | 26 | 24 | 25 | 23 |
| Salida | 29 | 23 | 26 | 22 | 24 | 27 | 22 | 25 | 23 | 24 | 25 | 24 | 25 | 23 | 24 | 25 | 26 | 25 | 23 | 24 | 22 |
| Coalescedor | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 27 | 22 | 25 | 21 | 23 | 25 | 21 | 24 | 22 | 23 | 24 | 23 | 24 | 22 | 23 | 24 | 25 | 24 | 22 | 23 | 21 |
| Salida | 25 | 21 | 24 | 20 | 22 | 23 | 20 | 23 | 21 | 22 | 23 | 22 | 23 | 21 | 22 | 23 | 24 | 23 | 21 | 22 | 20 |
| Comp # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 21 | 21 | 21 | 21 | 20 | 21 | 20 | 21 | 20 | 21 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 21 | 21 | 20 | 20 | 21 | 21 |
| Descarga | 1460 | 1460 | 1390 | 1460 | 1440 | 1420 | 1440 | 1400 | 1360 | 1420 | 1390 | 1400 | 1410 | 1410 | 1450 | 1440 | 1410 | 1410 | 1420 | 1400 | 1420 |
| Comp # 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 21 | 21 | 21 | 21 | 20 | 21 | 20 | 21 | 20 | 21 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 21 | 21 | 20 | 20 | 21 | 21 |
| Descarga | 1450 | 1460 | 1400 | 1460 | 1440 | 1430 | 1440 | 1400 | 1360 | 1420 | 1400 | 1410 | 1400 | 1400 | 1450 | 1440 | 1400 | 1400 | 1420 | 1400 | 1420 |
| L. Madre | 1440 | 1460 | 1400 | 1460 | 1440 | 1420 | 1440 | 1400 | 1360 | 1420 | 1390 | 1400 | 1410 | 1410 | 1450 | 1440 | 1410 | 1410 | 1420 | 1400 | 1420 |

TABLA DE RESULTADOS DE HUMEDADES

| ESTACION NORTE | | HUMEDAD (Lb H2O/MIPCD) | |
|--------------------|--------|------------------------|-------|
| | T (°F) | P (psi) | |
| Sep # 1 | | | |
| Parte Inferior | 97 | | |
| Parte Media | 91 | | |
| Parte Superior | 82 | 33 | |
| Salida del Gas | 103 | 33 | 15.50 |
| Sep# 2 | | | |
| Parte Inferior | 87 | | |
| Parte Media | 86 | | |
| Parte Superior | 79 | 30 | |
| Salida del Gas | 85 | 30 | 8.70 |
| Sep # 3 | | | |
| Parte Inferior | 88 | | |
| Parte Media | 86 | | |
| Parte Superior | 79 | 28 | |
| Salida del Gas | 88 | 28 | 10.00 |
| Scrubber | | | |
| Entrada | 99 | 25 | 1700 |
| Salida | 97 | 24 | 1700 |
| Coalescedor | | | |
| Entrada | 96 | 23 | 1600 |
| Salida | 94 | 22 | 1600 |
| Comp# 1 | | | |
| Succion | 94 | 21 | 1650 |
| Descarga | 137 | 1420 | 120 |
| Comp# 2 | | | |
| Succion | 93 | 21 | 1650 |
| Descarga | 115 | 1420 | 75 |
| L. Madre | | | |
| | 125 | 1420 | 90 |

ESTACION AGUARICO

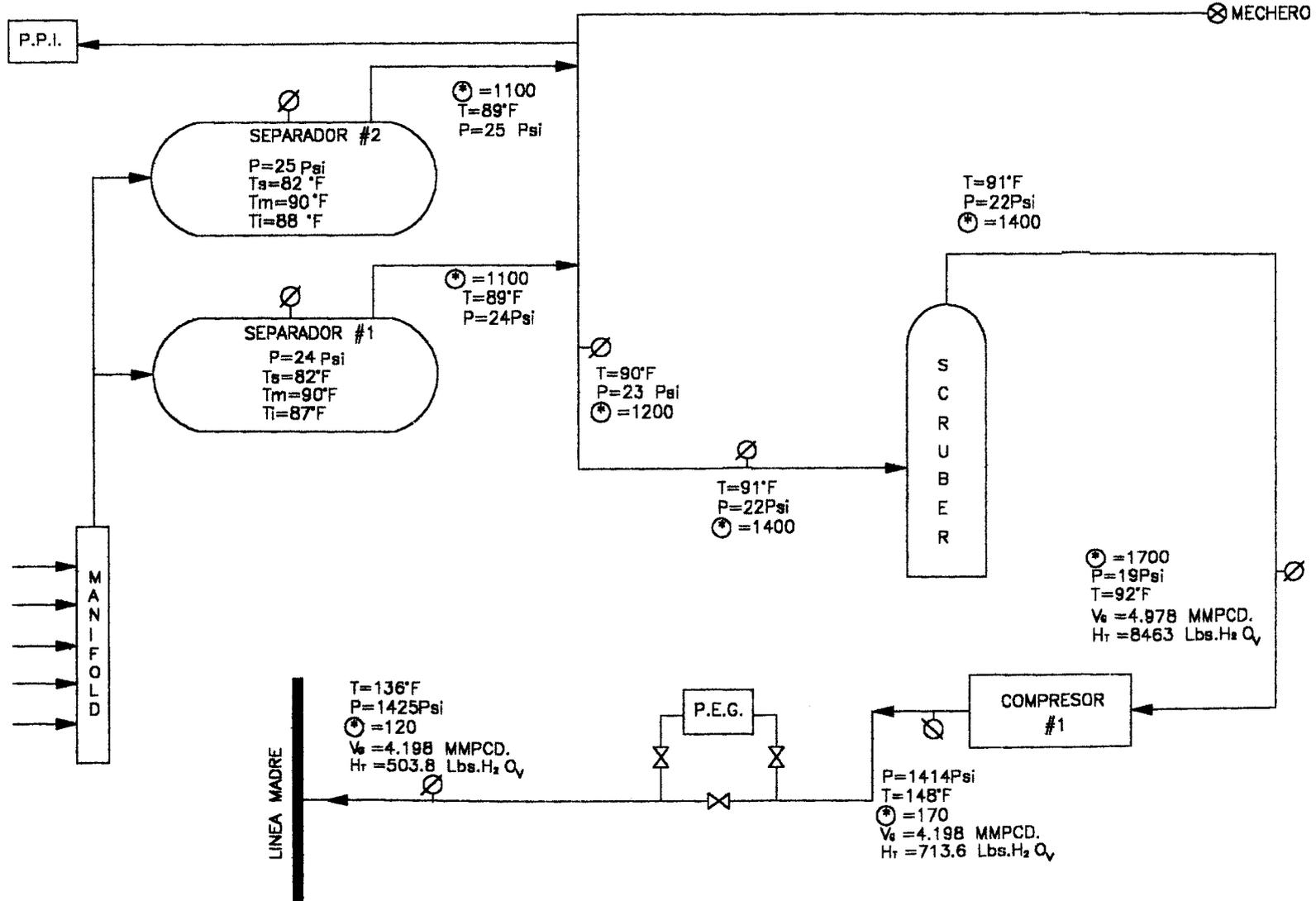


TABLA DE RESULTADOS DE LAS TEMPERATURAS

| ESTACION AGUARICO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| PROMEDIO DE LAS TEMPERATURAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sep # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | 82 | 94 | 92 | 87 | 82 | 87 | 85 | 83 | 86 | 90 | 88 | 91 | 90 | 82 | 84 | 87 | 92 | 89 | 84 | 89 | 86 | 87 |
| Parte Media | 80 | 100 | 96 | 90 | 81 | 89 | 90 | 87 | 90 | 92 | 91 | 96 | 92 | 87 | 89 | 91 | 94 | 93 | 89 | 93 | 90 | 90 |
| Parte Superior | 78 | 84 | 86 | 80 | 76 | 81 | 81 | 80 | 82 | 84 | 81 | 88 | 86 | 80 | 79 | 81 | 85 | 85 | 81 | 86 | 82 | 82 |
| Salida del Gas | 81 | 95 | 94 | 86 | 81 | 87 | 86 | 88 | 89 | 91 | 92 | 94 | 90 | 89 | 88 | 93 | 89 | 92 | 90 | 93 | 91 | 89 |
| Sep# 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | 81 | 93 | 92 | 86 | 82 | 87 | 86 | 83 | 88 | 90 | 86 | 87 | 92 | 89 | 91 | 93 | 80 | 86 | 88 | 90 | 93 | 88 |
| Parte Media | 78 | 98 | 97 | 89 | 79 | 88 | 90 | 80 | 82 | 93 | 90 | 89 | 96 | 94 | 93 | 97 | 82 | 89 | 91 | 94 | 97 | 90 |
| Parte Superior | 79 | 79 | 86 | 82 | 76 | 80 | 84 | 76 | 86 | 84 | 83 | 81 | 87 | 85 | 85 | 86 | 78 | 79 | 81 | 85 | 85 | 82 |
| Salida del Gas | 78 | 96 | 98 | 85 | 78 | 87 | 87 | 79 | 95 | 94 | 91 | 88 | 94 | 93 | 92 | 94 | 82 | 88 | 89 | 96 | 94 | 89 |
| Mezcla #1 y #2 | 79 | 98 | 100 | 86 | 83 | 89 | 88 | 84 | 93 | 92 | 90 | 89 | 91 | 92 | 90 | 92 | 87 | 91 | 90 | 94 | 92 | 90 |
| Scrubber | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 79 | 102 | 100 | 88 | 83 | 90 | 88 | 84 | 94 | 92 | 92 | 90 | 91 | 93 | 90 | 91 | 89 | 91 | 90 | 95 | 92 | 91 |
| Salida | 78 | 102 | 100 | 88 | 83 | 90 | 87 | 84 | 94 | 92 | 92 | 90 | 91 | 93 | 90 | 91 | 89 | 91 | 90 | 95 | 92 | 91 |
| Comp # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 80 | 104 | 98 | 89 | 84 | 91 | 89 | 85 | 95 | 93 | 94 | 92 | 93 | 94 | 91 | 93 | 90 | 92 | 93 | 92 | 94 | 92 |
| Descarga | 147 | 145 | 146 | 147 | 152 | 147 | 144 | 145 | 151 | 148 | 150 | 149 | 144 | 151 | 147 | 146 | 150 | 152 | 146 | 151 | 147 | 148 |
| L. Madre | 133 | 133 | 140 | 130 | 136 | 134 | 137 | 135 | 138 | 130 | 142 | 133 | 136 | 143 | 132 | 137 | 140 | 137 | 137 | 136 | 141 | 136 |

TABLA DE RESULTADOS DE LAS PRESIONES

| ESTACION AGUARICO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| PROMEDIOS DE LAS PRESIONES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sep # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 25 | 25 | 25 | 23 | 25 | 24 | 25 | 24 | 25 | 25 | 23 | 24 | 24 | 25 | 25 | 25 | 24 | 23 | 25 | 25 | 24 | 24 |
| Salida del Gas | 25 | 25 | 25 | 23 | 25 | 24 | 25 | 24 | 25 | 25 | 23 | 24 | 24 | 25 | 25 | 25 | 24 | 23 | 25 | 25 | 24 | 24 |
| Sep# 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 24 | 25 | 24 | 24 | 25 | 24 | 25 | 25 | 24 | 25 | 25 | 25 | 25 | 24 | 25 | 24 | 25 | 25 | 24 | 25 | 25 | 25 |
| Salida del Gas | 24 | 25 | 24 | 24 | 25 | 24 | 25 | 25 | 24 | 25 | 25 | 25 | 25 | 24 | 25 | 24 | 25 | 25 | 24 | 25 | 25 | 25 |
| Mezcla 1 y 2 | 23 | 23 | 22 | 23 | 23 | 22 | 24 | 23 | 22 | 23 | 24 | 24 | 24 | 22 | 23 | 22 | 24 | 23 | 22 | 23 | 24 | 23 |
| Scrubber | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 22 | 24 | 22 | 22 | 23 | 22 | 23 | 22 | 22 | 22 | 23 | 23 | 23 | 22 | 22 | 22 | 23 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Salida | 22 | 23 | 21 | 21 | 23 | 22 | 22 | 21 | 21 | 22 | 23 | 23 | 23 | 22 | 22 | 22 | 23 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Comp # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 20 | 18 | 18 | 19 | 20 | 20 | 20 | 20 | 19 | 18 | 20 | 19 | 18 | 20 | 19 | 18 | 20 | 19 | 19 | 20 | 18 | 19 |
| Descarga | 1430 | 1400 | 1460 | 1380 | 1430 | 1420 | 1430 | 1410 | 1390 | 1400 | 1420 | 1410 | 1400 | 1420 | 1410 | 1430 | 1400 | 1420 | 1420 | 1410 | 1400 | 1414 |
| L. Madre | 1450 | 1400 | 1450 | 1370 | 1430 | 1410 | 1420 | 1430 | 1420 | 1440 | 1410 | 1420 | 1430 | 1400 | 1450 | 1430 | 1410 | 1420 | 1410 | 1420 | 1500 | 1425 |

TABLA DE RESULTADOS DE HUMEDADES

| ESTACION AGUARICO | | | |
|---------------------|------------|-------------|-------------------------|
| | T (°F) | P (psi) | HUMEDAD (Lb H2O/ MMPCD) |
| Sep # 1 | | | |
| Parte Inferior | 87 | | |
| Parte Media | 90 | | |
| Parte Superior | 82 | 24 | 1100 |
| Salida del Gas | 89 | 24 | 1100 |
| Sep# 2 | | | |
| Parte Inferior | 88 | | |
| Parte Media | 90 | | |
| Parte Superior | 82 | 25 | 1100 |
| Salida del Gas | 89 | 25 | 1100 |
| Mezcla 1 y 2 | 90 | 23 | 1200 |
| Scrubber | | | |
| Entrada | 91 | 22 | 1400 |
| Salida | 91 | 22 | 1400 |
| Comp # 1 | | | |
| Succion | 92 | 19 | 1700 |
| Descarga | 148 | 1414 | 170 |
| L. Madre | 136 | 1425 | 120 |

ESTACION SUR

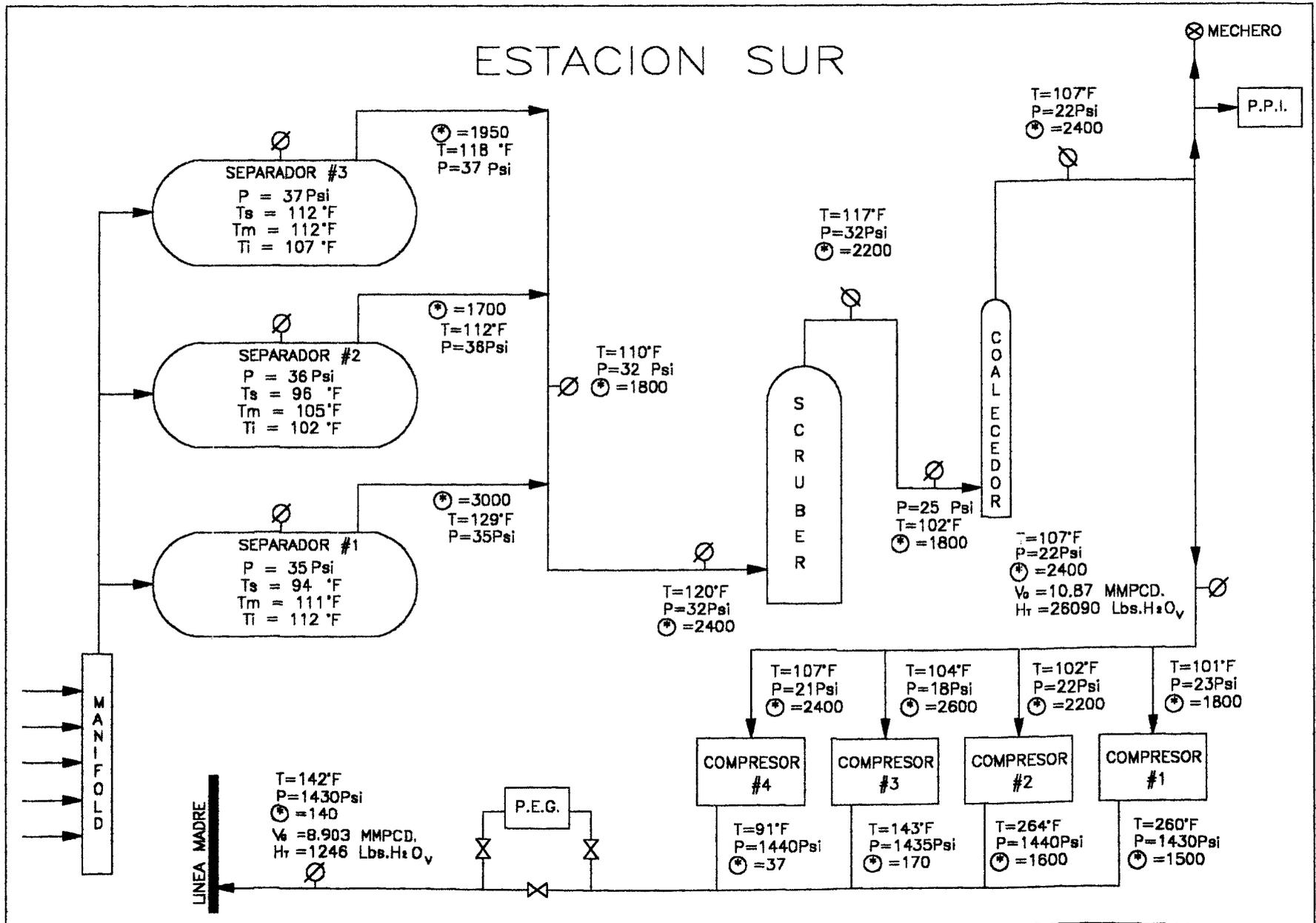


TABLA DE RESULTADOS DE LAS PRESIONES

| ESTACION SUR | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| PROMEDIOS DE LAS PRESIONES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sep # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 38 | 40 | 34 | 32 | 32 | 36 | 42 | 36 | 32 | 44 | 36 | 34 | 34 | 30 | 30 | 30 | 36 | 32 | 32 | 32 | 38 | 35 |
| Salida del Gas | 38 | 40 | 34 | 32 | 32 | 36 | 42 | 36 | 32 | 44 | 36 | 34 | 34 | 30 | 30 | 30 | 36 | 32 | 32 | 32 | 38 | 35 |
| Sep# 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 38 | 40 | 38 | 32 | 38 | 38 | 44 | 34 | 34 | 46 | 35 | 36 | 33 | 32 | 32 | 32 | 36 | 34 | 36 | 34 | 39 | 36 |
| Salida del Gas | 38 | 40 | 38 | 32 | 38 | 38 | 44 | 34 | 34 | 46 | 35 | 36 | 33 | 32 | 32 | 32 | 36 | 34 | 36 | 34 | 39 | 36 |
| Sep # 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 36 | 39 | 37 | 35 | 43 | 40 | 42 | 40 | 34 | 46 | 38 | 34 | 38 | 34 | 34 | 35 | 37 | 34 | 37 | 33 | 38 | 37 |
| Salida del Gas | 36 | 39 | 37 | 35 | 43 | 40 | 42 | 40 | 34 | 46 | 38 | 34 | 38 | 34 | 34 | 35 | 37 | 34 | 37 | 33 | 38 | 37 |
| Scrubber | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 30 | 34 | 32 | 29 | 36 | 33 | 39 | 30 | 30 | 42 | 32 | 30 | 33 | 30 | 28 | 30 | 34 | 30 | 32 | 31 | 34 | 32 |
| Salida | 29 | 33 | 31 | 28 | 35 | 32 | 38 | 31 | 29 | 41 | 31 | 31 | 32 | 29 | 27 | 29 | 33 | 29 | 31 | 30 | 33 | 32 |
| Coalescedor | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 24 | 27 | 26 | 25 | 29 | 28 | 28 | 25 | 23 | 37 | 21 | 24 | 25 | 22 | 22 | 24 | 26 | 23 | 21 | 23 | 28 | 25 |
| Salida | 20 | 23 | 23 | 20 | 26 | 23 | 23 | 22 | 20 | 35 | 20 | 21 | 22 | 20 | 19 | 22 | 25 | 20 | 19 | 22 | 24 | 22 |
| Comp # 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 22 | 22 | 24 | 20 | 22 | 21 | 22 | 22 | 20 | 25 | 20 | 20 | 22 | 20 | 19 | 22 | 20 | 20 | 22 | 20 | 20 | 21 |
| Descarga | 1400 | 1440 | 1400 | 1420 | 1420 | 1480 | 1450 | 1440 | 1430 | 1480 | 1460 | 1460 | 1450 | 1440 | 1420 | 1480 | 1420 | 1400 | 1460 | 1470 | 1420 | 1440 |
| Comp# 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 18 | 19 | 19 | 17 | | 18 | 20 | 18 | 18 | 20 | 17 | 17 | 18 | 18 | 16 | 18 | 21 | 17 | 18 | 17 | 22 | 18 |
| Descarga | 1400 | 1440 | 1400 | 1400 | | 1460 | 1440 | 1420 | 1420 | 1470 | 1450 | 1440 | 1460 | 1450 | 1420 | 1450 | 1420 | 1400 | 1460 | 1470 | 1420 | 1435 |
| Comp# 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 22 | 23 | 24 | | 23 | 23 | 23 | 22 | 22 | 22 | | 20 | 22 | 20 | 24 | 24 | 22 | 22 | 22 | | 22 | 22 |
| Descarga | 1400 | 1440 | 1400 | | 1420 | 1460 | 1440 | 1460 | 1430 | 1480 | | 1460 | 1450 | 1420 | 1460 | 1420 | 1420 | 1450 | 1470 | | 1440 | 1440 |
| Comp# 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 22 | 23 | 24 | 24 | 26 | 23 | 23 | 23 | 22 | 25 | 23 | 22 | | | 25 | 25 | 23 | 21 | | | 25 | 23 |
| Descarga | 1400 | 1440 | 1400 | 1400 | 1400 | 1460 | 1430 | 1440 | 1420 | 1480 | 1460 | 1440 | | | 1460 | 1410 | 1400 | 1450 | | | 1420 | 1430 |
| L. Madre | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 1400 | 1440 | 1400 | 1400 | 1400 | 1460 | 1430 | 1400 | 1420 | 1460 | 1460 | 1420 | 1460 | 1450 | 1420 | 1450 | 1400 | 1400 | 1460 | 1470 | 1420 | 1430 |

TABLA DE RESULTADOS DE HUMEDADES

| | ESTACION SUR | | HUMEDAD (Lb H2O/MMPCD) |
|-------------------|--------------|---------|------------------------|
| | T (°F) | P (psi) | |
| Sep # 1 | | | |
| Parte Inferior | 112 | | |
| Parte Media | 111 | | |
| Parte Superior | 94 | 35 | 1100 |
| Salida del Gas | 129 | 35 | 3000 |
| Sep# 2 | | | |
| Parte Inferior | 102 | | |
| Parte Media | 105 | | |
| Parte Superior | 96 | 36 | 1100 |
| Salida del Gas | 112 | 36 | 1700 |
| Sep # 3 | | | |
| Parte Inferior | 107 | | |
| Parte Media | 112 | | |
| Parte Superior | 112 | 37 | 1650 |
| Salida del Gas | 118 | 37 | 1950 |
| Scrubber | | | |
| Entrada | 120 | 32 | 2400 |
| Salida | 117 | 32 | 2200 |
| Coalededor | | | |
| Entrada | 102 | 25 | 1800 |
| Salida | 107 | 22 | 2400 |
| Comp # 4 | | | |
| Succion | 107 | 21 | 2400 |
| Descarga | 91 | 1440 | 37 |
| Comp# 3 | | | |
| Succion | 104 | 18 | 2600 |
| Descarga | 143 | 1435 | 170 |
| Comp# 2 | | | |
| Succion | 102 | 22 | 2200 |
| Descarga | 264 | 1440 | 1600 |
| Comp# 1 | | | |
| Succion | 101 | 23 | 1800 |
| Descarga | 260 | 1430 | 1500 |
| | | | |
| L. Madre | 142 | 1430 | 140 |

ESTACION SUR-OESTE

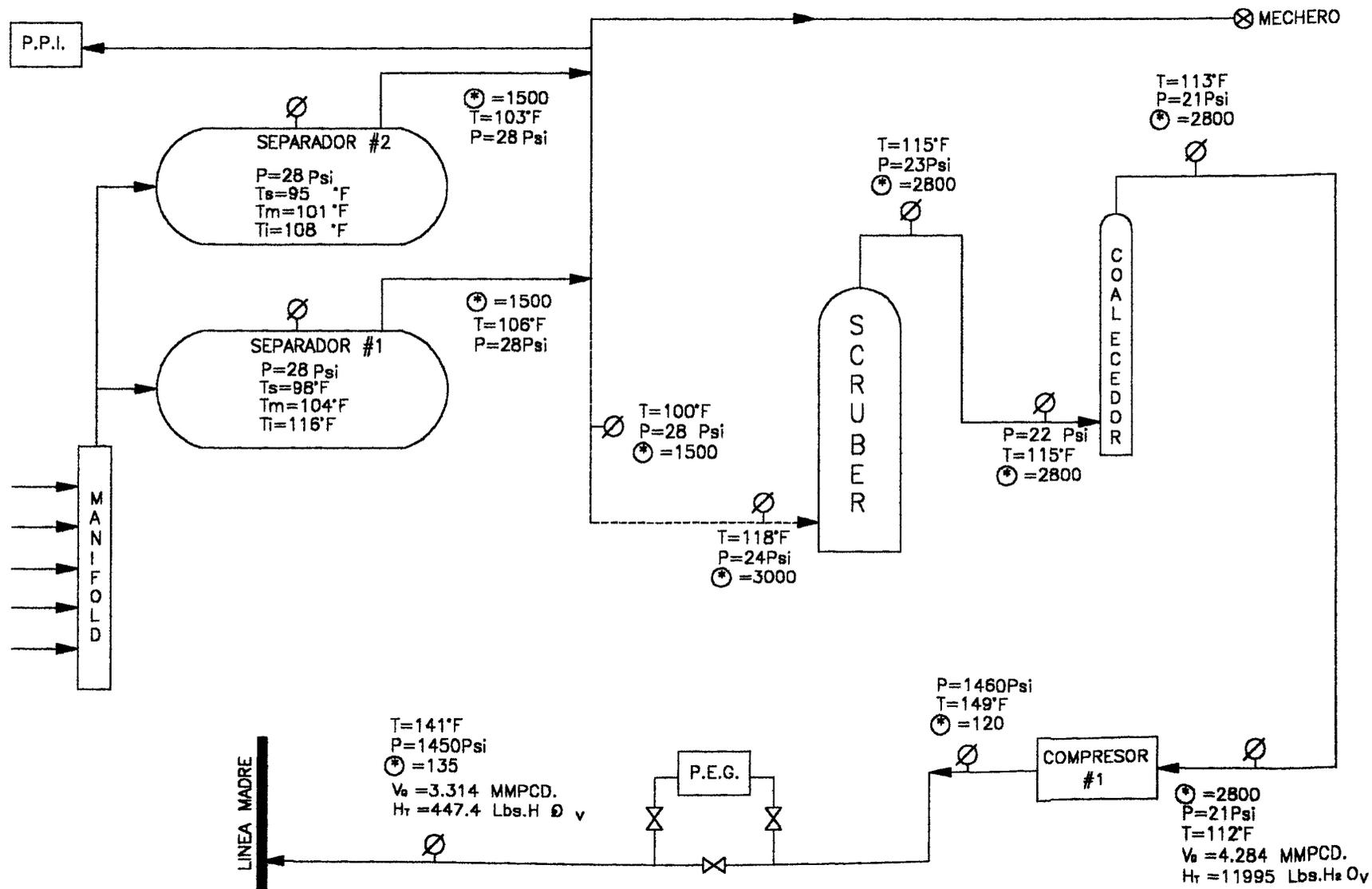


TABLA DE RESULTADOS DE LAS TEMPERATURAS

| ESTACION SUR - OESTE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| PROMEDIOS DE LAS TEMPERATURAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sep # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | 100 | 106 | 121 | 107 | 120 | 113 | 125 | 122 | 114 | 119 | 112 | 117 | 124 | 128 | 111 | 117 | 121 | 115 | 116 | 110 | 119 | 116 |
| Parte Media | 90 | 100 | 110 | 101 | 111 | 87 | 97 | 108 | 102 | 104 | 101 | 103 | 112 | 115 | 100 | 106 | 111 | 104 | 109 | 101 | 108 | 104 |
| Parte Superior | 94 | 94 | 105 | 88 | 109 | 93 | 99 | 102 | 98 | 100 | 95 | 96 | 102 | 104 | 98 | 99 | 104 | 98 | 97 | 92 | 101 | 98 |
| Salida del Gas | 98 | 110 | 114 | 92 | 113 | 96 | 104 | 110 | 108 | 107 | 108 | 107 | 110 | 112 | 104 | 103 | 114 | 105 | 107 | 105 | 102 | 106 |
| Sep# 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | 110 | 111 | 114 | 104 | 113 | 107 | 110 | 103 | 109 | 102 | 106 | 112 | 101 | 107 | 104 | 109 | 114 | 112 | 110 | 105 | 112 | 108 |
| Parte Media | 93 | 100 | 107 | 102 | 103 | 96 | 95 | 99 | 102 | 96 | 101 | 105 | 97 | 103 | 99 | 102 | 107 | 105 | 102 | 99 | 104 | 101 |
| Parte Superior | 95 | 90 | 103 | 88 | 96 | 91 | 87 | 94 | 96 | 92 | 93 | 98 | 90 | 97 | 91 | 94 | 102 | 100 | 97 | 94 | 98 | 95 |
| Salida del Gas | 99 | 105 | 108 | 107 | 104 | 94 | 95 | 100 | 103 | 98 | 104 | 107 | 99 | 103 | 100 | 104 | 105 | 106 | 105 | 102 | 106 | 103 |
| Scrubber | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 97 | 121 | 119 | 120 | 122 | 113 | 119 | 118 | 120 | 121 | 119 | 118 | 122 | 125 | 117 | 122 | 115 | 117 | 119 | 123 | 121 | 118 |
| Salida | 93 | 114 | 112 | 115 | 117 | 112 | 118 | 113 | 115 | 117 | 115 | 114 | 119 | 123 | 113 | 118 | 111 | 113 | 117 | 121 | 119 | 115 |
| Coalededor | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 93 | 114 | 126 | 115 | 121 | 102 | 118 | 113 | 115 | 117 | 115 | 114 | 120 | 121 | 113 | 118 | 111 | 113 | 117 | 121 | 119 | 115 |
| Salida | 91 | 115 | 124 | 124 | 120 | 100 | 115 | 110 | 112 | 115 | 110 | 111 | 118 | 119 | 110 | 114 | 109 | 110 | 114 | 118 | 116 | 113 |
| Compresor | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 91 | 115 | 124 | 118 | 119 | 100 | 113 | 110 | 112 | 115 | 110 | 110 | 118 | 119 | 110 | 114 | 108 | 110 | 113 | 117 | 116 | 112 |
| Descarga | 146 | 148 | 150 | 140 | 140 | 149 | 152 | 150 | 147 | 145 | 149 | 146 | 153 | 155 | 149 | 151 | 152 | 155 | 148 | 156 | 154 | 149 |
| L. Madre | 126 | 143 | 141 | 132 | 136 | 138 | 146 | 144 | 140 | 139 | 142 | 138 | 147 | 149 | 141 | 143 | 148 | 147 | 142 | 139 | 140 | 141 |

TABLA DE RESULTADOS DE LAS PRESIONES

| ESTACION SUR OESTE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| PROMEDIOS DE LAS PRESIONES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sep # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 27 | 28 | 31 | 29 | 26 | 28 | 28 | 27 | 28 | 29 | 26 | 28 | 29 | 28 | 27 | 28 | 26 | 29 | 30 | 28 | 26 |
| Salida del Gas | 27 | 28 | 31 | 29 | 26 | 28 | 28 | 27 | 28 | 29 | 26 | 28 | 29 | 28 | 27 | 28 | 26 | 29 | 30 | 28 | 26 |
| Sep# 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 28 | 30 | 32 | 29 | 27 | 28 | 27 | 30 | 27 | 28 | 27 | 30 | 29 | 27 | 27 | 27 | 26 | 28 | 29 | 27 | 28 |
| Salida del Gas | 28 | 30 | 32 | 29 | 27 | 28 | 27 | 30 | 27 | 28 | 27 | 30 | 29 | 27 | 27 | 27 | 26 | 28 | 29 | 27 | 28 |
| Scrubber | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 23 | 26 | 25 | 22 | 22 | 23 | 24 | 26 | 25 | 23 | 24 | 26 | 25 | 24 | 23 | 25 | 25 | 24 | 25 | 23 | 25 |
| Salida | 22 | 24 | 23 | 21 | 21 | 22 | 23 | 25 | 24 | 22 | 23 | 25 | 24 | 23 | 22 | 24 | 24 | 23 | 23 | 22 | 24 |
| Coalededor | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 22 | 23 | 23 | 21 | 21 | 21 | 22 | 23 | 23 | 21 | 22 | 24 | 23 | 23 | 22 | 24 | 23 | 23 | 22 | 22 | 23 |
| Salida | 21 | 22 | 22 | 20 | 20 | 20 | 21 | 22 | 22 | 20 | 21 | 23 | 22 | 22 | 21 | 23 | 22 | 22 | 21 | 21 | 22 |
| Compresor | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 20 | 22 | 22 | 22 | 20 | 20 | 21 | 21 | 20 | 21 | 20 | 20 | 21 | 21 | 20 | 22 | 21 | 21 | 20 | 20 | 21 |
| Descarga | 1480 | 1480 | 1520 | 1450 | 1460 | 1440 | 1460 | 1450 | 1460 | 1460 | 1460 | 1450 | 1470 | 1440 | 1450 | 1460 | 1470 | 1440 | 1450 | 1470 | 1450 |
| L. Madre | 1470 | 1470 | 1500 | 1440 | 1450 | 1430 | 1440 | 1440 | 1450 | 1450 | 1450 | 1440 | 1460 | 1430 | 1440 | 1450 | 1460 | 1430 | 1450 | 1460 | 1440 |

28
28

28
28

24
23

22
21

21
1460
1450

TABLA DE RESULTADOS DE LAS HUMEDADES

| ESTACION SUR OESTE | | | |
|--------------------|---------|--------|-------------------------|
| | P (psi) | T (°F) | HUMEDAD (Lb H2O/ MMPCD) |
| Sep # 1 | | | |
| Parte Inferior | 116 | | |
| Parte Media | 104 | | |
| Parte Superior | 98 | 28 | 1400 |
| Salida del Gas | 106 | 28 | 1500 |
| Sep# 2 | | | |
| Parte Inferior | 108 | | |
| Parte Media | 101 | | |
| Parte Superior | 95 | 28 | 1300 |
| Salida del Gas | 103 | 28 | 1500 |
| Scrubber | | | |
| Entrada | 118 | 24 | 3000 |
| Salida | 115 | 23 | 2800 |
| Coalededor | | | |
| Entrada | 115 | 22 | 2800 |
| Salida | 113 | 21 | 2800 |
| Comp # 4 | | | |
| Succion | 112 | 21 | 2800 |
| Descarga | 149 | 1460 | 120 |
| L. Madre | 141 | 1450 | 100 |

ESTACION CENTRAL

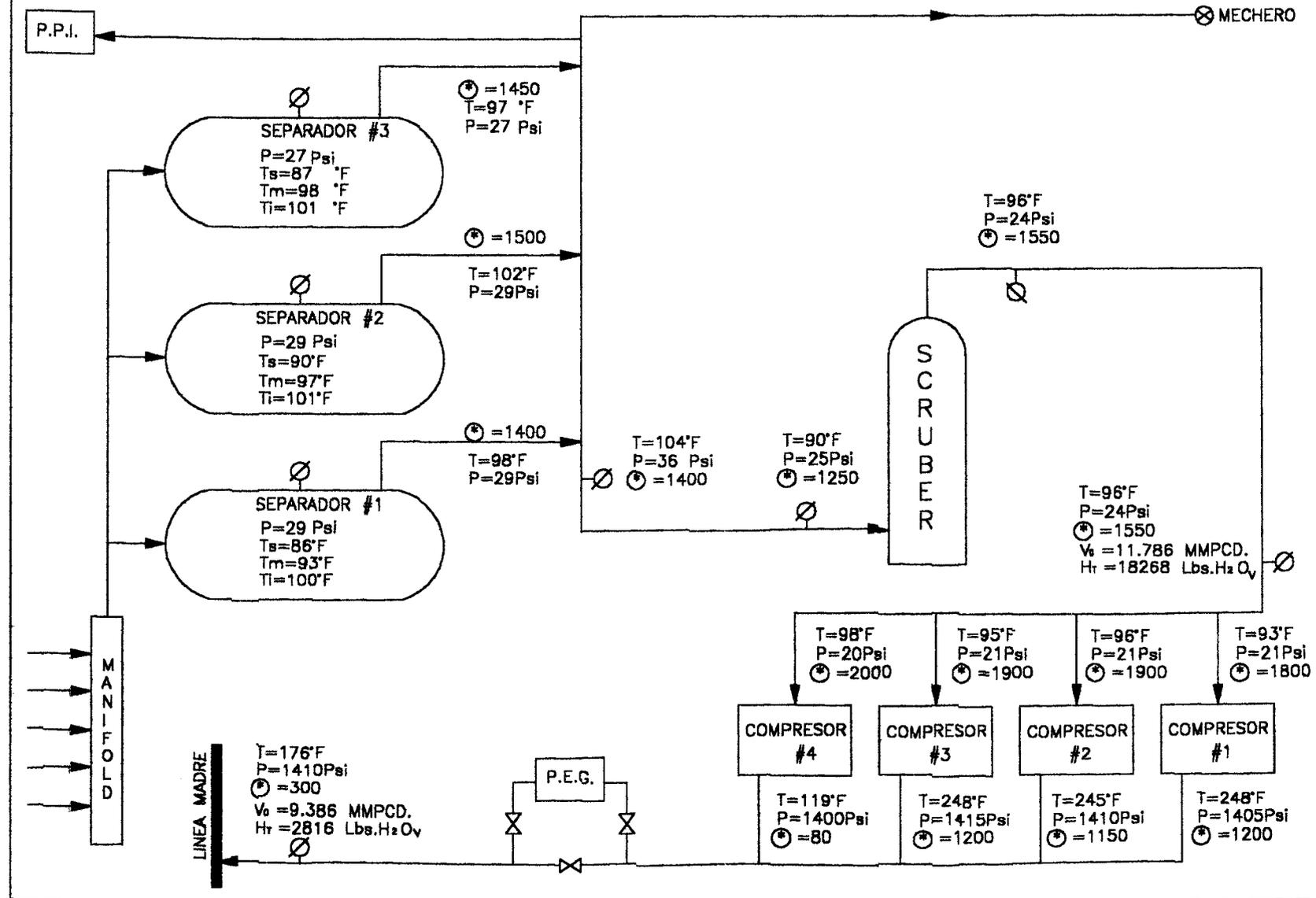


TABLA DE RESULTADOS DE LAS PRESIONES

| ESTACION CENTRAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| PROMEDIOS DE LAS PRESIONES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sep # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 29 | 26 | 28 | 31 | 27 | 29 | 28 | 30 | 30 | 30 | 31 | 28 | 29 | 30 | 30 | 30 | 31 | 30 | 30 | 31 | 28 | 29 |
| Salida del Gas | 29 | 26 | 28 | 31 | 27 | 29 | 28 | 30 | 30 | 30 | 31 | 28 | 29 | 30 | 30 | 30 | 31 | 30 | 30 | 31 | 28 | 29 |
| Sep # 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 28 | 26 | 30 | 31 | 27 | 32 | 27 | 30 | 29 | 29 | 31 | 29 | 30 | 29 | 29 | 28 | 30 | 28 | 29 | 30 | 29 | 29 |
| Salida del Gas | 28 | 26 | 30 | 31 | 27 | 32 | 27 | 30 | 29 | 29 | 31 | 29 | 30 | 29 | 29 | 28 | 30 | 28 | 29 | 30 | 29 | 29 |
| Sep # 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Inferior | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Media | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parte Superior | 26 | 24 | 28 | 32 | 22 | 29 | 26 | 30 | 28 | 27 | 29 | 26 | 27 | 25 | 29 | 27 | 29 | 28 | 26 | 29 | 27 | 27 |
| Salida del Gas | 26 | 24 | 28 | 32 | 22 | 29 | 26 | 30 | 28 | 27 | 29 | 26 | 27 | 25 | 29 | 27 | 29 | 28 | 26 | 29 | 27 | 27 |
| Scrubber | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Salida | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entrada | 24 | 24 | 25 | 26 | 26 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 24 | 26 | 25 | 25 | 24 | 25 | 26 | 25 | 26 | 26 | 25 |
| Salida | 23 | 23 | 23 | 25 | 24 | 23 | 24 | 25 | 24 | 23 | 24 | 22 | 25 | 24 | 23 | 23 | 24 | 25 | 25 | 24 | 24 | 24 |
| Comp# 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Descarga | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 21 | 20 | 19 | 20 | 18 | 20 | 21 | 22 | 22 | 21 | 20 | 20 | 20 | 21 | 19 | 20 | 21 | 21 | 20 | 20 | 19 | 20 |
| Descarga | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1320 | 1380 | 1460 | 1450 | 1420 | 1420 | 1400 | 1410 | 1390 | 1390 | 1390 | 1390 | 1410 | 1400 | 1400 | 1380 | 1400 | 1400 |
| Comp # 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Descarga | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 22 | 22 | 20 | 24 | 20 | 21 | 21 | 22 | 21 | 21 | 20 | 20 | 22 | 21 | 20 | 21 | 21 | 20 | 20 | 19 | 21 | 21 |
| Descarga | 1400 | 1400 | 1400 | 1340 | 1380 | 1480 | 1470 | 1430 | 1440 | 1450 | 1420 | 1400 | 1410 | 1420 | 1420 | 1420 | 1400 | 1400 | 1410 | 1400 | 1415 | 1415 |
| Comp # 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Descarga | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 18 | 22 | 20 | 25 | 24 | 19 | 23 | 22 | 21 | 20 | 19 | 20 | 20 | 21 | 20 | 20 | 21 | 20 | 21 | 19 | 21 | 21 |
| Descarga | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1330 | 1380 | 1470 | 1460 | 1430 | 1430 | 1430 | 1420 | 1400 | 1410 | 1420 | 1420 | 1420 | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1410 |
| Comp # 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Descarga | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Succion | 19 | 22 | 20 | 24 | 24 | 20 | 22 | 21 | 20 | 20 | 21 | 21 | 20 | 20 | 21 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 21 |
| Descarga | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1330 | 1390 | 1420 | 1430 | 1430 | 1420 | 1400 | 1410 | 1420 | 1420 | 1420 | 1400 | 1400 | 1400 | 1410 | 1405 | 1405 | 1405 |
| L. Madre | 1400 | 1400 | 1400 | 1400 | 1320 | 1380 | 1470 | 1470 | 1420 | 1430 | 1440 | 1420 | 1400 | 1410 | 1420 | 1420 | 1410 | 1400 | 1400 | 1400 | 1390 | 1410 |

TABLA DE RESULTADOS DE HUMEDADES

| ESTACION CENTRAL | | | |
|------------------|-------|---------|------------------------|
| | T(°F) | P (psi) | HUMEDAD (Lb H2O/MMPCD) |
| Sep # 1 | | | |
| Parte Inferior | 100 | | |
| Parte Media | 93 | | |
| Parte Superior | 86 | 29 | 950 |
| Salida del Gas | 98 | 29 | 1400 |
| Sep # 2 | | | |
| Parte Inferior | 101 | | |
| Parte Media | 97 | | |
| Parte Superior | 90 | 29 | 1100 |
| Salida del Gas | 102 | 29 | 1500 |
| Sep # 3 | | | |
| Parte Inferior | 101 | | |
| Parte Media | 98 | | |
| Parte Superior | 87 | 27 | 1050 |
| Salida del Gas | 97 | 27 | 1450 |
| Scrubber | | | |
| Entrada | 90 | 25 | 1250 |
| Salida | 96 | 24 | 1550 |
| Comp# 4 | | | |
| Succion | 98 | 20 | 2000 |
| Descarga | 119 | 1400 | 80 |
| Comp # 3 | | | |
| Succion | 95 | 21 | 1900 |
| Descarga | 248 | 1415 | 1200 |
| Comp # 2 | | | |
| Succion | 96 | 21 | 1900 |
| Descarga | 245 | 1410 | 1150 |
| Comp# 1 | | | |
| Succion | 93 | 21 | 1800 |
| Descarga | 248 | 1405 | 1200 |
| L. Madre | | | |
| | 176 | 1410 | 300 |

**TABLA DE RESULTADOS DE EFICIENCIA DE LA PLANTA DE DGN DE
LA ESTACION AGUARICO (REFERIDOS A DATOS DEL AÑO 97)**

AGUARICO

| FECHA | HUM in Lb H2O/MMPCD | HUM out Lb H2O/MMPCD | EFICIENCIA % ((Hin-Hout) / Hin) |
|-----------|------------------------|-------------------------|------------------------------------|
| 17-Sep-97 | 170 | 127 | 25.29 |
| 17-Sep-97 | 165 | 120 | 27.27 |
| 18-Sep-97 | 180 | 130 | 27.78 |
| 18-Sep-97 | 160 | 110 | 31.25 |
| 18-Sep-97 | 180 | 125 | 30.56 |
| PROMEDIO | 171 | 122 | 28.42 |

TABLA DE RESULTADOS DE EFICIENCIA DE LA PLANTA DE DGN DE LA ESTACION SUR (REFERIDOS A DATOS DEL AÑO 1997)

| | SUR | | | |
|-----------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------------|------------------------------------|
| FECHA | HUM in Lb H2O/MMPCD | HUM out Lb H2O/MMPCD | EFICIENCIA % | TIPO DE COMPRESOR |
| 1-Sep-97 | 200 | 40 | 80.00 | |
| 6-Sep-97 | 100 | 60 | 40.00 | 1G - 2p |
| 16-Sep-97 | 120 | 75 | 37.50 | |
| 20-Sep-97 | 80 | 26 | 67.50 | 1G - 1p |
| 27-Sep-97 | 40 | 12 | 70.00 | 2G |
| PROMEDIO | 85 | 43 | 59 | |

**TABLA DE RESULTADOS DE EFICIENCIA DE LA PLANTA
DE DGN DE LA ESTACION NORTE (REFERIDOS A DATOS
DEL AÑO 97)**

| | NORTE | | | |
|-----------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------------------|--|
| FECHA | HUM in Lb H2O/MMPCD | HUM out Lb H2O/MMPCD | EFICIENCIA % | |
| 17-Sep-97 | 97 | 21 | 78.35 | |
| 18-Sep-97 | 100 | 25 | 75.00 | |
| 19-Sep-97 | 92 | 18 | 80.43 | |
| 20-Sep-97 | 90 | 14 | 84.44 | |
| 21-Sep-97 | 110 | 33 | 70.00 | |
| 22-Sep-97 | 85 | 12 | 85.88 | |
| PROMEDIO | 96 | 21 | 79 | |

TABLA DE RESULTADOS DE EFICIENCIA DE LA PLANTA DE DGN DE LA ESTACION NORTE (REFERIDOS A DATOS DEL AÑO 98)

NORTE

| FECHA | DATOS DE ENTRADA | | | DATOS DE SALIDA | | | EFICIENCIA | TEMPERATURAS | |
|--|------------------|----------------|------------------------|-----------------|----------------|-------------------------|------------|-----------------|--------------------|
| | TEMP. F | PRESION PSI | HUM in Lb H2O/MMPCD | TEMP. F | PRESION PSI | HUM out Lb H2O/MMPCD | % | TEMP BOMBA F | TEMP REBOILER F |
| 12-Oct-98 | | | | | | | | | |
| Se prende la Planta y se la deja calentando solamente con la llama del piloto. | | | | | | | | | |
| 13-Oct-98 | | | | | | | | | |
| 8h30 | 82 | 1420 | | 86 | 1430 | | | 199 | 225 |
| 9h30 | 120 | 1420 | | 129 | 1460 | | | 196 | 250 |
| 10h30 | 131 | 1410 | | 128 | 1430 | | | 198 | 275 |
| 16h30 | 140 | 1420 | 40 | 141 | 1430 | 20 | 50.00 | 206 | 300 |
| 14-Oct-98 | | | | | | | | | |
| 9h00 | 118 | 1420 | 22 | 123 | 1430 | 6 | 72.73 | 202 | 300 |
| 14h00 | 121 | 1360 | 32 | 124 | 1390 | 7 | 78.13 | 198 | 325 |
| 18h00 | 125 | 1400 | 20 | 128 | 1420 | 4 | 80.00 | 201 | 325 |
| PROMEDIO | 126 | 1400 | 28.5 | 129 | 1417.5 | 9.25 | 70.21 | 202 | 313 |

CAPITULO 5

V. REDISEÑO DE LAS PLANTAS D.G.N. DEL CAMPO SHUSHUFINDI. (7)

Nota: El dimensionamiento puede ser directamente calculado para los siguientes casos:

1. Corrientes de Gas con mas de 5% CO₂ o concentraciones de 1000 ppm HS₂.
2. Requerimientos de agua de salida de menos de 5 Lbs / MMscf.
3. Presiones bajo 400 psig y/ o temperaturas sobre 110°F.
4. Diseños que requieran de mas de 8 bandejas o unidades de alta concentración.
5. Gravedades Específicas mayores a 0.8

PASO I — DIAMETRO DE LA TORRE DE ABSORCION

Dando la presión de operación (psig), la temperatura (°F) y la Capacidad requerida (MMscfd) y leer el tamaño requerido de la torre de la Fig. # 11. (tabla #1).

PASO II — NUMERO DE BANDEJAS REQUERIDAS

1. Dando la presión de operación (psig) y el contenido de agua de salida leer el punto de Rocío de salida requerido desde la Fig. # 11 (tabla #3).
2. Calcular la Depresión del Punto de Rocío = Temperatura de entrada menos Punto de rocío de salida.
3. La siguiente tabla muestra la capacidad de varios números de bandejas:

| | | | | |
|--------------|----|----|----|-----|
| # BANDEJAS | 3 | 4 | 6 | 8 |
| °F DEPRESION | 60 | 65 | 85 | 105 |

PASO III — RATA DE CIRCULACION

1. Dando la presión y temperatura de operación leer el contenido de agua de entrada (Lb/ MMscf) desde la Fig. # 11. (tabla # 3).
2. Substraer al contenido de agua de entrada el contenido de agua de salida especificada por el cliente. Multiplicar este número por la rata de flujo de gas (MMscfd). Esto dará el resultado de las libras de agua removidas por día.

3. Multiplicar las libras de agua removidas por día por 3 galones de TEG/ Lb de agua removida para conseguir la rata de circulación requerida de TEG en gal/ día. Dividir para 24 para conseguir la rata de circulación en gal/ hora.
4. Dando la rata de circulación requerida de TEG en lbs/ H₂O removidas por día leer el tamaño requerido del regenerado desde la Fig. # 11 (tabla # 2)
5. Dando la presión y la temperatura de operación leer la temperatura de operación del regenerador, rata de gas de dispersión y pureza del TEG desde la Fig. # 12. (tabla # 4).

4.- TABLA DE DATOS

| Datos | AGUARICO | NORTE | CENTRAL | SUR | SUR-OESTE |
|---------------------------------------|-------------|------------|------------|------------|-------------|
| Min. Presión de operación psig | 1460 | 1450 | 1460 | 1450 | 1450 |
| Max. Temp de Operación °F | 130 | 120 | 140 | 120 | 140 |
| Max. Rata de Flujo MMscfd | 3.47 | 12 | 13.5 | 12 | 4.5 |
| Contenido de agua de entrada | 105 | 85 | 140 | 85 | 140 |
| Contenido de agua de salida | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Gravedad Especifica | 0.85 | 0.782 | 0.781 | 0.81 | 0.83 |

5.- TABLA DE RESULTADOS

| | AGUARICO | NORTE | CENTRAL | SUR | SUR-OESTE |
|---|----------|-------|---------|------|-----------|
| DIAMETRO DE LA TORRE | 16 | 24 | 24 | 24 | 16 |
| PUNTO DE ROCIO DE SALIDA (°F) | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| DEPRESION DEL P. DE ROCIO (°F) | 95 | 85 | 105 | 85 | 105 |
| NUMERO DE BANDEJAS DE LA TORRE | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| CONTENIDO DE AGUA DE ENTRADA (LbH ₂ O/ MMSCFD) | 105 | 85 | 140 | 85 | 140 |
| LBS DE AGUA REMOVIDA /DÍA | 347 | 960 | 1825 | 960 | 607.5 |
| RATA DE CIRCULACION DEL TEG (gal/ hora) | 43 | 120 | 228 | 120 | 76 |
| CAPACIDAD DEL REGENERADOR (M Btu / hora) | 150 | 375 | 545 | 375 | 250 |
| Temp OPERACIÓN DEL REGENERADOR | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 |
| PUREZA DEL TEG | 98.5 | 98.5 | 98.5 | 98.5 | 98.5 |

El dato de Capacidad del Regenerador está corregido de los parámetros de diseño puesto que el original estaba sobredimensionado.

CAPITULO 6

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Un análisis del tema, en conjunto con el trabajo realizado en el campo y sus respectivas investigaciones, nos permiten llegar a las siguientes *conclusiones*:

- Las Plantas de Deshidratación de Gas Natural (DGN) utilizadas en el Campo Shushufindi, son necesarias para que el Sistema de Levantamiento Artificial por Gas-Lift trabaje bajo mejores condiciones con la ayuda de un gas seco, ya que en las evaluaciones realizadas las plantas han llegado a tener hasta un 85 % de eficiencia en lo que respecta a deshidratación.
- La condensación de los líquidos se debe principalmente a la humedad que lleva el gas a la salida de los compresores pequeños, principalmente de las estaciones Sur y Central. La cantidad de agua saturada en las diferentes estaciones es:

| ESTACION | P.SALIDA | T.SALIDA | LbsH₂O / MMscfd | Q. COMPRIMIDO (MMSCFD) |
|------------------|-----------------|-----------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| AGUARICO | 1414 | 148 | 170 | 4.198 |
| NORTE | 1420 | 137 | 120 | 6.607 |
| CENTRAL | 1415 | 248 | 1200 | 9.386 |
| SUR | 1430 | 260 | 1500 | 8.903 |
| SUR OESTE | 1460 | 149 | 120 | 3.314 |

NOTA : Los valores de humedad son obtenidos de la Tabla del Dew-Point del Gas Natural (Figura. # 6); en el campo se pueden tener valores mayores.

- El proceso de deshidratación con las plantas debe mejorar, debiéndose variar con ese fin parámetros y condiciones de trabajo para tener un incremento del rendimiento de las mismas.
- Los efectos de el peso del vapor de agua resultantes de la propia humedad del gas en el Sistema de Gas Lift son:
 - Corrosión, que trae consigo desgaste de válvulas, rotura de líneas, en pocas palabras peligro para el personal operativo
 - Sobrecarga en el sistema, provocando un esfuerzo adicional a todos los elementos que constituyen el Sistema Gas Lift; tales como separadores, scrubbers, compresores, etc.

- La estructura principal de las plantas deshidratadoras están en un óptimo estado de trabajo, siendo el problema los componentes removibles, tales como: Packings de las bombas, Bombas, Válvulas, Paneles de Control, Termómetro
- s, etc., que en algunas estaciones es necesario reemplazar.
- Comparando los parámetros operacionales de campo con los parámetros de diseño originales de las Plantas Deshidratadoras que se encuentran en la Carta General de Especificaciones (Tabla #1) se puede apreciar **la falta de investigación** de las condiciones de trabajo del campo Shushufindi a las cuales trabajarían las plantas, **previa a la compra de las mismas**. Solo por citar un ejemplo se puede nombrar a la Planta de DGN de la Estación Central, la cual tiene una temperatura de entrada real (operativa) de 200°F, que es muy superior a la de diseño: 140°F.
- Se ha llegado a concluir que es necesario instalar trampas de humedad ya que se podría recoger un volumen significativo de líquidos y residuos para optimizar el trabajo de las plantas deshidratadoras.
- Al ingresar el gas a la planta deshidratadora con elevadas temperaturas, causa daños a los packings de las bombas provocando que existan derrames del trietilenglicol que podrían ser controlados al variar la temperatura de ingreso del gas a las plantas.

- Optimizando la operación de las plantas, el gas disponible utilizado en el proceso de producción por levantamiento artificial de Gas-Lift puede ser inyectado con un rango de humedad adecuado.
- Reajustando los parámetros con los que trabajan las plantas a los adecuados, se puede minimizar las tasas de corrosión de las líneas y el equipo de Gas Lift, alargando significativamente la vida útil de los materiales.
- La Tabla de Contenido de Hidrocarburos Livianos en el Gas (Tabla # 2) y la Tabla de Contenido de Sólidos (Tabla # 3) nos permite concluir que el gas está cargado de impurezas e hidrocarburos livianos cuando sale del separador por lo que primero, hay que resguardar la vida útil de las plantas eliminando estas impurezas con filtros y mejorando la operación de separadores.
- La conveniencia de trabajar con un gas libre de impurezas sólidas y líquidas, radica fundamentalmente en la disminución de los problemas de operación y de la frecuencia de la operación de limpieza.
- Del rediseño realizado se concluye que la Capacidad del Regenerador de la Estación Aguarico está sobredimensionado.

RECOMENDACIONES

Basándose en las conclusiones obtenidas y considerando ciertas condiciones observadas en el campo, se efectúan las siguientes recomendaciones:

- Eliminar los contaminantes líquidos que arrastre la corriente de gas comprimido a la entrada de la Torre de Absorción como lo son: agua líquida, residuos de aceite de lubricación, trazas de anticorrosivo, hidrocarburos livianos y otros que contaminarían al Trietilenglicol, con la construcción de una **trampa de líquidos** a la entrada de las plantas de DGN y así se podrá controlar el consumo excesivo de Trietilenglicol.
- La compresión del gas a 1500 psig y a una temperatura de 120°F genera micro partículas de líquidos con tamaños de 0,1 a 10 micras, las cuales se recomienda eliminar empleando **filtros coalescedores**
- Medir el tamaño de las partículas de líquidos en la corriente del gas para poder tener una mejor idea del uso de los extractores de niebla en los Scrubber y en los coalescedores de los separadores.
- Ya que de los separadores depende la remoción en un 80-90% de líquidos, se debería utilizarlos como trifásicos, previo a un estudio del contenido de agua libre

en cada una de las estaciones. (En Shushufindi se trabaja con separadores bifásicos).

- Rediseñar de los separadores de Shushufindi, para disminuir el arrastre de humedad por el gas.
- El rango de concentración de petróleo en el gas varía de 0,01 a 0,1 BBL/ MMSCF esto significaría que tendríamos 1 a 2 BBL/ día, pero en Shushufindi estos valores se han incrementado unas 10 veces por el mal funcionamiento de los separadores y daños en los dispositivos internos.
- Contrarrestar la corrosión ocasionada por el vapor de agua empleando:
 - Protección Catódica
 - Inyección de Inhibidores de corrosión.
- En la estación central, de ser posible, se debe **operar sólo con el compresor # 4**, en vista que de este equipo se obtiene el gas a rangos operacionales recomendables de temperatura.
- Debido a la alta temperatura, las bombas de las plantas han sufrido daños que ha obligado a repararlas y soldarlas por lo que se recomienda **comprar nuevas bombas** que cumplan con los parámetros operacionales de campo.

- Ante la presencia de altas temperaturas en el gas cuando ingresa a las plantas deshidratadoras se recomienda **instalar un enfriador**, realizando un análisis del fluido en la respectiva estación para obtener un diseño adecuado del enfriador a colocarse en cada una de ellas.
- **Mantener en bodega un "stock"** completo de repuestos de las plantas deshidratadoras tanto como del Triethylenglicol.
- En la estación Aguarico se debe **obtener otro punto de toma de gas combustible**, puesto que en el regenerador se tiene un calentamiento deficiente debido a la mala calidad del gas en cuanto al poder calorífico se refiere.
- Iniciar operaciones en la Estación Sur en el momento que se tenga un gas de buena calidad, para lo cual es preciso la instalación de un Filtro Coalecedor a la entrada de la planta deshidratadora para poder superar la presencia de asfaltos, parafinas, compuestos de hierro y carbón.
- En líneas de transmisión de gas de longitud considerable y con restricciones normales de flujo (válvulas, placas de orificio, etc.) se deben prevenir los efectos de expansión del gas y de pérdidas de calor hacia el exterior. Estos fenómenos pueden provocar enfriamientos de tal magnitud que la temperatura del gas disminuye a valores inferiores al punto de formación de hidratos. En éstos casos

la adición de calor en las líneas mantendrá localmente la temperatura de flujo de gas en valores superiores al punto de equilibrio. La aplicación de calor a la línea puede recomendarse únicamente para el buen funcionamiento de válvulas, reguladores, medidores, etc.

BIBLIOGRAFIA

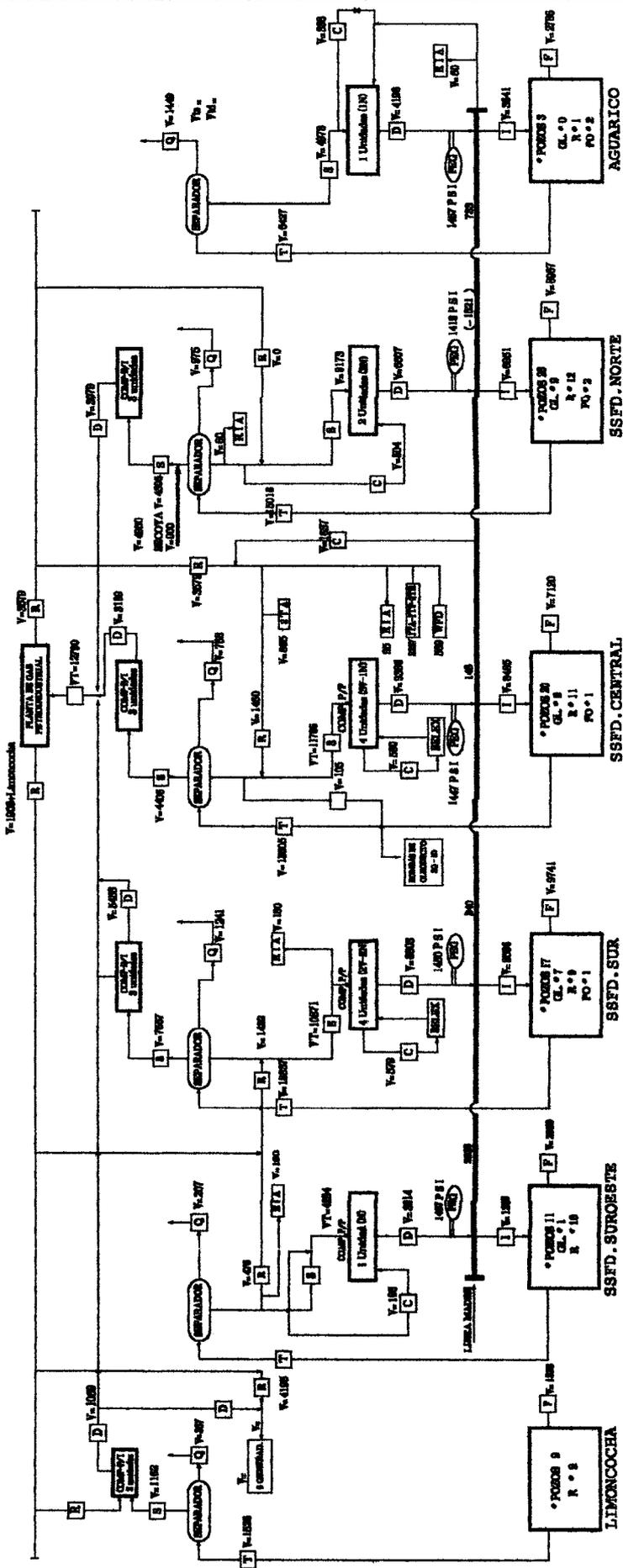
1. PALMA N. "Evaluación de Separadores" (Tesis, Facultad de Ingeniería en Petróleos, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1988)
2. ARAUJO B. "Diseño de un Gasoducto". (Tesis de Maestría de Gas Natural, Facultad de Ingeniería en Geología, Minas y Petróleos, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1984).
3. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE Production Department. "Gas Lift". Book 6 of the Vocational Training Series, 1986.
4. HIDALGO G. "Evaluación de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Gas" (Tesis, Facultad de Ingeniería en Petróleos, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1980)
5. FRANCIS S. MANNING AND RICHARD E. THOMPSON, ED PENWEL BOOKS. "Oilfield processing of petroleum". Volumen 1: Natural Gas.
6. DANIEL EN - FAB SYSTEM INC. Tulsa, Oklahoma
"Catálogos de las plantas Deshidratadoras de gas natural del Campo Shushufindi" 1995 Referencia: PAM 8470 FPA.
7. NATCO, National Tank Company. Tulsa, Oklahoma
"Gas Processing and Gas Conditioning", 1987

APENDICES

**BALANCE DEL GAS NATURAL
DEL CAMPO SHUSHUFINDI.**

BALANCE DE LOS FLUJOS DE GAS EN SUPERFICIE CAMPO SHUSHUFINDI

PROMEDIOS REFERIDOS AL MES DE SEPTIEMBRE 1998



| NOMENCLATURA | |
|--------------|-------------------------------------|
| A | MEDIDOR DE GAS NATURAL - SECCION |
| B | MEDIDOR DE GAS NATURAL - INYECTORIA |
| C | MEDIDOR DE GAS NATURAL - QUIMICO |
| D | MEDIDOR DE GAS NATURAL |
| E | MEDIDOR DE GAS COMPRESION |
| F | MEDIDOR DE GAS DE FORMACION |
| G | MEDIDOR DE GAS INYECTORIA |
| H | PLANTA GASOL |
| I | GAS NATURAL |
| J | GAS SECO |
| K | LUBRIFICACION INYECTORIA DE GASOL |

| RESUMEN DEL BALANCE | |
|---------------------|------|
| MFC | 5467 |
| MFC | 2027 |
| MFC | 1781 |
| MFC | 1579 |
| MFC | 4192 |
| MFC | 5110 |
| MFC | 3948 |
| MFC | 2808 |
| MFC | 2801 |

Elaboración: Ing. Yulio Romero - Ing. Alejandro Alvar - Ing. Luis Pizarro
 Fecha: 5 de Septiembre de 1998
 Modificado: Ing. Moreno

BALANCE DE GAS POR ESTACION

| DIA | CENTRAL | | | | NORTE | | | | SUR | | | | SUR-OESTE | | | | AGUARICO | | |
|-------|---------|--------|--------|-------|--------|--------|----|-------|--------|--------|-------|-------|-----------|-------|-------|------|----------|--------|-------|
| | SUCC | COMP | GR | QUEM | SUCC | COMP | GR | QUEM | SUCC | COMP | GR | QUEM | SUCC | COMP | GR | QUEM | SUCC | COMP | QUEM |
| 1 | 12221 | 9923 | 4430 | 660 | 9047 | 6747 | 0 | 1453 | 10837 | 8903 | 960 | 261 | 4809 | 3811 | 799 | 104 | 5240 | 4432 | 1001 |
| 2 | 13198 | 10531 | 3200 | 468 | 9396 | 6994 | 0 | 1144 | 11098 | 8891 | 690 | 1585 | 4339 | 3342 | 427 | 14 | 5218 | 4551 | 1314 |
| 3 | 13225 | 10799 | 2981 | 428 | 9262 | 6367 | 0 | 1526 | 12135 | 9945 | 1707 | 956 | 4669 | 3714 | 619 | 160 | 5457 | 4563 | 1307 |
| 4 | 12560 | 10356 | 3851 | 790 | 8915 | 6361 | 0 | 1045 | 12188 | 10478 | 1742 | 904 | 4356 | 3244 | 642 | 282 | 2776 | 2271 | 1905 |
| 5 | 11767 | 10071 | 5295 | 883 | 9286 | 6437 | 0 | 1071 | 11255 | 9413 | 2062 | 2002 | 4587 | 3567 | 518 | 179 | 5098 | 4234 | 1890 |
| 6 | 12369 | 10658 | 4523 | 1161 | 9569 | 5820 | 0 | 1024 | 10934 | 8880 | 1466 | 1281 | 4572 | 3631 | 694 | 173 | 4882 | 4136 | 1826 |
| 7 | 11690 | 9874 | 4223 | 1174 | 9582 | 5942 | 0 | 1141 | 11267 | 9552 | 1535 | 1950 | 4618 | 3732 | 626 | 123 | 4918 | 4115 | 1471 |
| 8 | 12698 | 10603 | 2849 | 895 | 8970 | 6262 | 0 | 1042 | 11360 | 8702 | 1057 | 1482 | 4329 | 3681 | 583 | 166 | 5292 | 4545 | 1576 |
| 9 | 13121 | 10655 | 2455 | 888 | 8756 | 6505 | 0 | 914 | 11887 | 8715 | 1084 | 1346 | 4529 | 3440 | 458 | 34 | 5353 | 4457 | 1583 |
| 10 | 12980 | 10590 | 1986 | 326 | 8021 | 6271 | 0 | 1408 | 12862 | 9892 | 1079 | 937 | 958 | 709 | 222 | 731 | 5382 | 4580 | 1421 |
| 11 | 12529 | 9643 | 0 | 287 | 9352 | 6678 | 0 | 1899 | 12973 | 10907 | 1296 | 801 | 2308 | 1393 | 394 | 625 | 5000 | 4233 | 1240 |
| 12 | 11902 | 9544 | 2309 | 137 | 7459 | 4556 | 0 | 1054 | 12435 | 10415 | 1934 | 1137 | 4268 | 3361 | 422 | 0 | 5195 | 4318 | 1490 |
| 13 | 11042 | 8569 | 3089 | 202 | 8994 | 6019 | 0 | 278 | 11432 | 8768 | 1302 | 872 | 4089 | 3308 | 528 | 0 | 5159 | 4195 | 1717 |
| 14 | 10353 | 8022 | 4865 | 354 | 9416 | 6731 | 0 | 604 | 10243 | 8270 | 1416 | 1107 | 4221 | 3175 | 564 | 66 | 4689 | 3761 | 1875 |
| 15 | 10875 | 8574 | 4042 | 176 | 9244 | 6647 | 0 | 507 | 10685 | 8763 | 2716 | 1039 | 4434 | 3635 | 759 | 322 | 4903 | 4220 | 1423 |
| 16 | 11373 | 9415 | 4008 | 398 | 9006 | 5961 | 0 | 805 | 11052 | 8969 | 966 | 1332 | 4736 | 3550 | 551 | 427 | 4862 | 3981 | 1400 |
| 17 | 11002 | 9503 | 4427 | 1821 | 8988 | 6524 | 0 | 1237 | 12018 | 9892 | 798 | 1474 | 4697 | 3556 | 211 | 244 | 4969 | 4128 | 1744 |
| 18 | 12034 | 9637 | 2936 | 526 | 9138 | 6427 | 0 | 745 | 11484 | 9406 | 1224 | 1426 | 4779 | 3695 | 348 | 130 | 4968 | 4111 | 1643 |
| 19 | 12069 | 9304 | 3368 | 535 | 9434 | 7198 | 0 | 471 | 10393 | 9068 | 1700 | 1485 | 4765 | 3676 | 437 | 70 | 4874 | 4146 | 1538 |
| 20 | 13121 | 10159 | 3500 | 287 | 9229 | 6353 | 0 | 507 | 11052 | 8943 | 1200 | 1281 | 4779 | 3695 | 400 | 173 | 4862 | 3981 | 1826 |
| 21 | 11002 | 9503 | 4427 | 1621 | 8988 | 6524 | 0 | 1233 | 12018 | 9892 | 798 | 1274 | 4697 | 3556 | 211 | 244 | 4969 | 4128 | 1740 |
| 22 | 11180 | 9256 | 4066 | 566 | 9865 | 6937 | 0 | 1255 | 11183 | 8967 | 1818 | 2293 | 4482 | 3467 | 827 | 213 | 5122 | 4216 | 1226 |
| 23 | 11767 | 8969 | 4728 | 850 | 9352 | 7337 | 0 | 1243 | 7070 | 6290 | 1553 | 1341 | 4339 | 2342 | 440 | 44 | 5027 | 4462 | 1447 |
| 24 | 11746 | 11309 | 4187 | 553 | 10105 | 7074 | 0 | 1236 | 10058 | 7169 | 1079 | 1742 | 3622 | 2275 | 222 | 160 | 5384 | 4497 | 1050 |
| 25 | 9614 | 6631 | 3022 | 1432 | 9287 | 6634 | 0 | 779 | 7307 | 6100 | 1084 | 973 | 4133 | 3242 | 458 | 138 | 5364 | 4416 | 896 |
| 26 | 9722 | 6782 | 3374 | 1821 | 9404 | 7848 | 0 | 936 | 10290 | 8695 | 1776 | 1126 | 4779 | 3695 | 518 | 321 | 5006 | 4392 | 1626 |
| 27 | 10741 | 7212 | 3222 | 1844 | 9206 | 6448 | 0 | 622 | 9998 | 8705 | 1762 | 897 | 4324 | 3769 | 460 | 220 | 5382 | 4362 | 736 |
| 28 | 11832 | 7043 | 3851 | 1291 | 9059 | 7054 | 0 | 834 | 9402 | 8205 | 1610 | 708 | 4631 | 3924 | 382 | 288 | 4217 | 3635 | 1032 |
| 29 | 11726 | 8546 | 4006 | 622 | 9418 | 8136 | 0 | 566 | 9510 | 8053 | 1927 | 1211 | 4328 | 3842 | 567 | 416 | 4768 | 4438 | 1622 |
| 30 | 12108 | 9897 | 4148 | 41 | 9449 | 7403 | 0 | 679 | 9693 | 8242 | 1610 | 999 | 4349 | 3405 | 0 | 138 | 4998 | 4444 | 894 |
| TOTAL | 353567 | 281578 | 107368 | 23037 | 275197 | 198195 | 0 | 29258 | 326119 | 267090 | 42951 | 37222 | 128526 | 99432 | 14287 | 6205 | 149334 | 125948 | 43459 |
| PROM | 11786 | 9386 | 3579 | 768 | 9173 | 6607 | 0 | 975 | 10871 | 8903 | 1432 | 1241 | 4284 | 3314 | 476 | 207 | 4978 | 4198 | 1449 |

| AREA SHUSHUFINDI | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|-------|--------|----------|--------|-------|
| GAS COMPRIMIDO, INYECTADO Y PRODUCCION TOTAL POR ESTACION | | | | | | | | | | | | | | | |
| DIA | CENTRAL | | | NORTE | | | SUR | | | SUR-OESTE | | | AGUARICO | | |
| | COMP | INyec | PROD | COMP | INyec | PROD | COMP | INyec | PROD | COMP | INyec | PROD | COMP | INyec | PROD |
| 1 | 9923 | 9232 | 18640 | 6747 | 7484 | 24142 | 8903 | 9058 | 21466 | 3811 | 1306 | 9610 | 4432 | 3896 | 2377 |
| 2 | 10531 | 9385 | 18417 | 6994 | 7481 | 24292 | 8891 | 8835 | 21415 | 3342 | 1306 | 9745 | 4551 | 3792 | 2357 |
| 3 | 10799 | 9434 | 18572 | 6367 | 7478 | 23827 | 9945 | 8885 | 21464 | 3714 | 1295 | 9724 | 4563 | 3777 | 2359 |
| 4 | 10356 | 9336 | 19111 | 6381 | 7516 | 23221 | 10478 | 8998 | 21481 | 3244 | 1303 | 9716 | 2271 | 3130 | 2348 |
| 5 | 10071 | 8968 | 18832 | 6437 | 7489 | 24060 | 9413 | 8998 | 21586 | 3567 | 1303 | 9338 | 4234 | 3845 | 2376 |
| 6 | 10868 | 9312 | 18710 | 5820 | 6496 | 23635 | 8880 | 8986 | 21218 | 3631 | 1306 | 9388 | 4136 | 3720 | 2377 |
| 7 | 9874 | 9464 | 18672 | 5942 | 6832 | 23289 | 9552 | 9033 | 21366 | 3732 | 1306 | 9685 | 4115 | 3523 | 2376 |
| 8 | 10603 | 9616 | 18466 | 6262 | 6934 | 23664 | 8702 | 8602 | 21614 | 3681 | 1266 | 9568 | 4545 | 3681 | 2353 |
| 9 | 10655 | 9766 | 18584 | 6505 | 6906 | 23539 | 8715 | 8859 | 21127 | 3440 | 1245 | 9410 | 4457 | 3729 | 2352 |
| 10 | 10580 | 9307 | 18670 | 6271 | 7211 | 23322 | 8992 | 8052 | 22325 | 709 | 311 | 7437 | 4580 | 3731 | 2316 |
| 11 | 9643 | 8686 | 18023 | 6678 | 7033 | 23280 | 10907 | 8714 | 20569 | 1393 | 728 | 8336 | 4233 | 3643 | 2323 |
| 12 | 9544 | 8231 | 17646 | 4556 | 6965 | 22729 | 10415 | 9003 | 21466 | 3361 | 1266 | 9540 | 4318 | 3609 | 2360 |
| 13 | 8569 | 8258 | 17418 | 6019 | 7161 | 22732 | 8768 | 9012 | 22436 | 3308 | 1266 | 8774 | 4195 | 3609 | 2357 |
| 14 | 8022 | 8331 | 18533 | 6731 | 7102 | 22736 | 8270 | 9005 | 21981 | 3175 | 1266 | 8754 | 3761 | 3562 | 2334 |
| 15 | 8574 | 9611 | 19667 | 6647 | 7053 | 22992 | 8783 | 8918 | 21428 | 3635 | 1266 | 9679 | 4220 | 3653 | 2347 |
| 16 | 9415 | 9487 | 19098 | 5981 | 6699 | 23065 | 8989 | 9046 | 21210 | 3550 | 1315 | 9721 | 3981 | 3608 | 2348 |
| 17 | 9503 | 9636 | 20359 | 6524 | 6764 | 23437 | 9892 | 9028 | 21186 | 3556 | 1306 | 9723 | 4128 | 3565 | 2344 |
| 18 | 9837 | 8903 | 19981 | 8427 | 6997 | 23533 | 9406 | 9046 | 21152 | 3685 | 1315 | 9692 | 4111 | 3459 | 2338 |
| 19 | 9304 | 9527 | 19815 | 7198 | 7180 | 23451 | 9068 | 9028 | 20588 | 3676 | 1306 | 9690 | 4148 | 3605 | 2413 |
| 20 | 10159 | 9849 | 19318 | 6353 | 7297 | 23409 | 8943 | 9054 | 21058 | 3695 | 1315 | 9683 | 3981 | 3578 | 2417 |
| 21 | 9503 | 9438 | 19108 | 6524 | 7004 | 23794 | 9892 | 8774 | 21014 | 3556 | 1266 | 9570 | 4128 | 3736 | 2331 |
| 22 | 9256 | 8267 | 16822 | 6937 | 5968 | 22403 | 8967 | 9028 | 21105 | 3467 | 1306 | 9278 | 4216 | 3605 | 2341 |
| 23 | 8969 | 5387 | 14296 | 7337 | 6819 | 23511 | 6290 | 6557 | 18611 | 2342 | 1266 | 8524 | 4462 | 3636 | 2360 |
| 24 | 11309 | 4687 | 10201 | 7074 | 7033 | 23142 | 7169 | 6796 | 18867 | 2275 | 1254 | 8310 | 4497 | 3771 | 2350 |
| 25 | 8631 | 5404 | 12407 | 6634 | 5694 | 20091 | 6100 | 6674 | 17546 | 3242 | 1306 | 9062 | 4416 | 3523 | 2320 |
| 26 | 6782 | 6752 | 12496 | 7846 | 6148 | 19806 | 8695 | 7916 | 16946 | 3695 | 1266 | 9036 | 4392 | 3673 | 2240 |
| 27 | 7212 | 4352 | 16194 | 8448 | 6961 | 20891 | 8705 | 7299 | 18988 | 3769 | 1266 | 8824 | 4362 | 3673 | 2301 |
| 28 | 7043 | 6867 | 17730 | 7054 | 7048 | 21316 | 8205 | 8869 | 20265 | 3924 | 1266 | 8352 | 3635 | 3704 | 2185 |
| 29 | 8546 | 9636 | 18890 | 8136 | 6764 | 21663 | 8053 | 9028 | 18212 | 3842 | 1306 | 9453 | 4438 | 3665 | 2121 |
| 30 | 9897 | 9438 | 19639 | 7403 | 7004 | 21501 | 8242 | 8774 | 19512 | 3405 | 1266 | 9626 | 4444 | 3736 | 2183 |
| TOTAL | 281578 | 254548 | 534315 | 198195 | 208519 | 686673 | 267090 | 257875 | 619184 | 99432 | 37084 | 277248 | 126948 | 109237 | 68684 |
| PROM | 9386 | 8485 | 17811 | 6607 | 6951 | 22889 | 8903 | 8596 | 20839 | 3314 | 1236 | 9242 | 4198 | 3641 | 2329 |

AREA SHUSHUFINDI

BALANCE TOTAL DE GAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI - AGUARICO (miles de pies cúbicos normales de gas por día)

| DIA | Succión | | Residual | Turbinas | | El Rec. Sec. | Bombas | | Combust | Est. Norte | Bombas | Oiloduct | Gas-Lift | Combust | Separador | Inyección | Descarga | Gas | Gas Form. |
|-------|-----------|-----|----------|-----------|-------|--------------|------------|---------------|---------|------------|--------|----------|----------|---------|-----------|-----------|----------|--------|-----------|
| | Comp./PIN | PIN | | 2TB+TA+TP | 2TA | | WFD-SSFD40 | Reiny. Centro | | | | | | | | | | | |
| 1 | 17433 | 0 | 42154 | 6189 | 2170 | 864 | 774 | 93 | 512 | 114 | 2287 | 33816 | 30976 | 3479 | 30976 | 33816 | 58137 | 28161 | |
| 2 | 15225 | 0 | 43249 | 4317 | 2192 | 793 | 350 | 88 | 521 | 119 | 2230 | 34309 | 30779 | 4525 | 30779 | 34309 | 60515 | 29736 | |
| 3 | 16463 | 0 | 44748 | 6307 | 2241 | 863 | 754 | 103 | 497 | 119 | 4000 | 35388 | 30869 | 4377 | 30869 | 35388 | 60858 | 29969 | |
| 4 | 16193 | 0 | 40785 | 6235 | 1808 | 949 | 727 | 92 | 507 | 140 | 2100 | 32710 | 30283 | 4928 | 30283 | 32710 | 57702 | 27419 | |
| 5 | 17755 | 0 | 41993 | 7875 | 2267 | 888 | 784 | 90 | 522 | 90 | 1500 | 33722 | 30604 | 6025 | 30604 | 33722 | 61039 | 30435 | |
| 6 | 17607 | 0 | 42326 | 6883 | 2234 | 880 | 837 | 90 | 543 | 91 | 1618 | 33125 | 29820 | 5465 | 29820 | 33125 | 61972 | 32152 | |
| 7 | 17601 | 0 | 42075 | 6384 | 2404 | 862 | 645 | 94 | 540 | 83 | 1000 | 33215 | 30168 | 5859 | 30168 | 33215 | 62979 | 32821 | |
| 8 | 14007 | 0 | 42649 | 4489 | 2149 | 791 | 539 | 77 | 530 | 102 | 2160 | 33793 | 30099 | 5161 | 30099 | 33793 | 59356 | 29257 | |
| 9 | 14686 | 0 | 43646 | 3997 | 2078 | 809 | 513 | 79 | 501 | 83 | 2087 | 33772 | 30505 | 4765 | 30505 | 33772 | 61084 | 30589 | |
| 10 | 10186 | 0 | 40203 | 3287 | 2199 | 742 | 488 | 83 | 448 | 22 | 2200 | 32042 | 28612 | 4823 | 28612 | 32042 | 53718 | 25106 | |
| 11 | 7135 | 0 | 42182 | 1680 | 2003 | 670 | 481 | 69 | 493 | 33 | 3700 | 32854 | 28804 | 4852 | 28804 | 32854 | 52488 | 23684 | |
| 12 | 15754 | 0 | 41259 | 4665 | 2334 | 1052 | 416 | 83 | 434 | 28 | 3010 | 32184 | 29074 | 3818 | 29074 | 32184 | 57503 | 28429 | |
| 13 | 15761 | 0 | 40716 | 4919 | 2344 | 840 | 430 | 86 | 502 | 23 | 1337 | 30859 | 29306 | 3089 | 29306 | 30859 | 57515 | 28209 | |
| 14 | 18740 | 0 | 38822 | 6845 | 2554 | 904 | 379 | 89 | 527 | 42 | 430 | 29959 | 29266 | 4006 | 29266 | 29959 | 58898 | 29632 | |
| 15 | 19698 | 0 | 40141 | 7517 | 2381 | 906 | 486 | 60 | 517 | 96 | 1200 | 31839 | 30401 | 3467 | 30401 | 31839 | 59015 | 28614 | |
| 16 | 18109 | 0 | 41029 | 5525 | 2722 | 896 | 523 | 111 | 477 | 116 | 1500 | 31876 | 30155 | 4362 | 30155 | 31876 | 61320 | 31185 | |
| 17 | 18217 | 0 | 41674 | 5436 | 2441 | 879 | 676 | 121 | 487 | 107 | 1000 | 33803 | 30299 | 6520 | 30299 | 33803 | 64686 | 34397 | |
| 18 | 15918 | 0 | 42403 | 4508 | 2295 | 856 | 587 | 114 | 450 | 159 | 2000 | 33278 | 29720 | 4470 | 29720 | 33278 | 60742 | 31022 | |
| 19 | 19108 | 0 | 41535 | 5505 | 2034 | 906 | 560 | 119 | 509 | 108 | 802 | 33392 | 30646 | 4099 | 30646 | 33392 | 62871 | 32225 | |
| 20 | 19842 | 0 | 43043 | 5100 | 2200 | 900 | 600 | 110 | 510 | 110 | 1400 | 33131 | 31093 | 4074 | 31093 | 33131 | 64889 | 33796 | |
| 21 | 18050 | 0 | 41674 | 5438 | 2441 | 879 | 676 | 121 | 504 | 106 | 1000 | 33803 | 30218 | 6112 | 30218 | 33803 | 64127 | 33909 | |
| 22 | 16971 | 0 | 41832 | 6711 | 2452 | 900 | 684 | 96 | 498 | 110 | 1422 | 32843 | 28174 | 5553 | 28174 | 32843 | 60973 | 32799 | |
| 23 | 13476 | 0 | 37565 | 6721 | 1470 | 1038 | 582 | 120 | 531 | 200 | 1534 | 29400 | 23665 | 4825 | 23665 | 29400 | 51653 | 27988 | |
| 24 | 15302 | 0 | 40915 | 5488 | 2270 | 907 | 539 | 115 | 525 | 207 | 1940 | 32324 | 23541 | 4741 | 23541 | 32324 | 58093 | 34552 | |
| 25 | 13906 | 0 | 35705 | 4584 | 2199 | 742 | 499 | 83 | 562 | 166 | 1288 | 27023 | 22601 | 4218 | 22601 | 27023 | 52248 | 29847 | |
| 26 | 17038 | 0 | 39201 | 5668 | 2199 | 904 | 416 | 99 | 496 | 182 | 1300 | 31412 | 25755 | 5630 | 25755 | 31412 | 59399 | 33644 | |
| 27 | 19183 | 0 | 39651 | 5444 | 2532 | 750 | 452 | 102 | 444 | 84 | 1062 | 30496 | 23551 | 4319 | 23551 | 30496 | 61011 | 37480 | |
| 28 | 18915 | 0 | 38141 | 5843 | 2169 | 862 | 537 | 81 | 518 | 105 | 1415 | 29861 | 30299 | 4153 | 30299 | 29861 | 58221 | 31448 | |
| 29 | 16191 | 0 | 38750 | 6500 | 1496 | 835 | 438 | 90 | 476 | 96 | 284 | 33015 | 30218 | 4437 | 30218 | 33015 | 57025 | 26726 | |
| 30 | 16191 | 0 | 40597 | 5758 | 2555 | 970 | 675 | 82 | 517 | 115 | 560 | 33391 | 30218 | 2751 | 30218 | 33391 | 58135 | 27917 | |
| TOTAL | 491059 | 0 | 1232743 | 184606 | 66811 | 25938 | 17056 | 2850 | 15108 | 3156 | 49106 | 972243 | 867263 | 139181 | 867263 | 972243 | 1780192 | 912929 | |
| PROM | 16369 | 0 | 41091 | 5497 | 2227 | 865 | 569 | 95 | 504 | 105 | 1637 | 32406 | 29909 | 4839 | 29909 | 32406 | 59340 | 30431 | |

NOTA.- En la succión de Petroindustrial no se incluye el gas de Limoncocha
 Todo el gas del Libertador es tratado en la planta modular de Secoya.

ANEXO 3

| GAS COMBUSTIBLE A MOTORES COMPRESORES | | | | | | |
|---------------------------------------|----------|-------|---------|-------|-----------|-------|
| DIA | AGUARICO | NORTE | CENTRAL | SUR | SUR-OESTE | TOTAL |
| 1 | 252 | 512 | 611 | 547 | 221 | 2143 |
| 2 | 251 | 521 | 635 | 645 | 194 | 2246 |
| 3 | 254 | 497 | 628 | 627 | 212 | 2218 |
| 4 | 156 | 507 | 617 | 584 | 192 | 2056 |
| 5 | 270 | 522 | 570 | 605 | 206 | 2173 |
| 6 | 149 | 543 | 586 | 543 | 205 | 2026 |
| 7 | 250 | 540 | 553 | 525 | 211 | 2079 |
| 8 | 250 | 530 | 598 | 615 | 207 | 2200 |
| 9 | 304 | 501 | 623 | 326 | 197 | 1951 |
| 10 | 442 | 448 | 601 | 610 | 44 | 2145 |
| 11 | 420 | 493 | 571 | 612 | 32 | 2128 |
| 12 | 434 | 434 | 520 | 612 | 24 | 2024 |
| 13 | 442 | 502 | 498 | 622 | 0 | 2064 |
| 14 | 398 | 527 | 598 | 608 | 86 | 2217 |
| 15 | 421 | 517 | 387 | 564 | 188 | 2077 |
| 16 | 389 | 477 | 543 | 578 | 196 | 2183 |
| 17 | 418 | 497 | 521 | 582 | 199 | 2217 |
| 18 | 408 | 450 | 617 | 532 | 210 | 2217 |
| 19 | 415 | 509 | 590 | 551 | 206 | 2271 |
| 20 | 405 | 510 | 575 | 570 | 220 | 2280 |
| 21 | 420 | 504 | 532 | 495 | 192 | 2143 |
| 22 | 412 | 498 | 576 | 499 | 202 | 2187 |
| 23 | 269 | 531 | 673 | 626 | 206 | 2305 |
| 24 | 257 | 525 | 690 | 830 | 217 | 2519 |
| 25 | 260 | 562 | 623 | 611 | 184 | 2240 |
| 26 | 305 | 498 | 608 | 606 | 286 | 2303 |
| 27 | 382 | 444 | 567 | 576 | 185 | 2154 |
| 28 | 366 | 516 | 595 | 570 | 453 | 2500 |
| 29 | 384 | 476 | 564 | 576 | 212 | 2212 |
| 30 | 370 | 517 | 517 | 524 | 201 | 2129 |
| TOTAL | 10153 | 15108 | 17387 | 17371 | 5588 | 65607 |
| PROM | 338 | 504 | 580 | 579 | 186 | 2187 |

| AREA SHUSHUFINDI | | | | | | | | | |
|--|-----------------------|-----------------|----------------------------|------------------------|-------------------------|---------------|--|--|--|
| CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE (Miles de pies cúbicos normales de gas por día) | | | | | | | | | |
| CAMPO SHUSHUFINDI - AGUARICO | | | | | | | | | |
| FECHA | TURBINAS 2TB+TA+TP | TURBINAS 2TA | B. REC. SEC WFD. S&FD40 | MOTORES Compresores | BOMBAS Reiny. Centro | GAS COMB. | | | |
| | | | | | | TOTAL | | | |
| 1 | 2170 | 864 | 774 | 2143 | 93 | 6044 | | | |
| 2 | 2192 | 793 | 350 | 2246 | 88 | 5669 | | | |
| 3 | 2241 | 863 | 754 | 2218 | 103 | 6179 | | | |
| 4 | 1808 | 849 | 727 | 2056 | 92 | 5532 | | | |
| 5 | 2267 | 888 | 784 | 2173 | 90 | 6202 | | | |
| 6 | 2234 | 880 | 837 | 2026 | 90 | 6067 | | | |
| 7 | 2404 | 862 | 645 | 2079 | 94 | 6084 | | | |
| 8 | 2149 | 791 | 539 | 2200 | 77 | 5756 | | | |
| 9 | 2076 | 809 | 513 | 1951 | 79 | 5428 | | | |
| 10 | 2199 | 742 | 499 | 2145 | 83 | 5668 | | | |
| 11 | 2003 | 670 | 461 | 2128 | 69 | 5331 | | | |
| 12 | 2334 | 1052 | 416 | 2024 | 83 | 5909 | | | |
| 13 | 2344 | 840 | 430 | 2064 | 86 | 5764 | | | |
| 14 | 2554 | 904 | 379 | 2217 | 99 | 6153 | | | |
| 15 | 2361 | 906 | 486 | 2077 | 60 | 5890 | | | |
| 16 | 2722 | 896 | 523 | 2183 | 111 | 6435 | | | |
| 17 | 2441 | 879 | 676 | 2217 | 121 | 6334 | | | |
| 18 | 2295 | 856 | 587 | 2217 | 114 | 6069 | | | |
| 19 | 2034 | 906 | 560 | 2271 | 119 | 5880 | | | |
| 20 | 2200 | 900 | 600 | 2280 | 110 | 6090 | | | |
| 21 | 2441 | 879 | 676 | 2143 | 121 | 6260 | | | |
| 22 | 2452 | 900 | 694 | 2187 | 96 | 6329 | | | |
| 23 | 1470 | 1039 | 592 | 2305 | 120 | 5526 | | | |
| 24 | 2270 | 907 | 539 | 2519 | 115 | 6350 | | | |
| 25 | 2199 | 742 | 499 | 2240 | 83 | 5763 | | | |
| 26 | 2199 | 904 | 416 | 2303 | 99 | 5921 | | | |
| 27 | 2532 | 750 | 452 | 2154 | 102 | 5990 | | | |
| 28 | 2169 | 862 | 537 | 2500 | 81 | 6149 | | | |
| 29 | 1496 | 835 | 436 | 2212 | 90 | 5071 | | | |
| 30 | 2555 | 970 | 675 | 2129 | 82 | 6411 | | | |
| TOTAL | 66811 | 25938 | 17058 | 65607 | 2850 | 178264 | | | |
| PROM | 2227 | 865 | 569 | 2187 | 95 | 5942 | | | |
| ANEXO 5 | | | | | | | | | |

NOTA: No se mide gas combustible en reinyección de agua en estaciones N, S y S-O

BALANCE DE GAS CAMPO LIMONCOCHA

| DIA | SUCCION | | SUCC-LIM | | DESC-LIM | | GAS | | PRODUCC. | | QUEMADO | |
|-------|---------|-------|----------|-------|----------|------|------------|------|----------|-------|---------|-------|
| | Total | PIN. | PIN | PIN | PIN | PIN | SEPARADOR. | BPPD | BPPD | PC/BL | PC/BL | PC/BL |
| 1 | 18539 | 1106 | 987 | 1527 | 8131 | 188 | 421 | | | | | |
| 2 | 18439 | 1214 | 1139 | 1486 | 8142 | 184 | 282 | | | | | |
| 3 | 17669 | 1206 | 1159 | 1519 | 8131 | 187 | 313 | | | | | |
| 4 | 17339 | 1146 | 1039 | 1479 | 8136 | 182 | 333 | | | | | |
| 5 | 18962 | 1207 | 1139 | 1492 | 8335 | 179 | 285 | | | | | |
| 6 | 18677 | 870 | 785 | 1406 | 8079 | 174 | 536 | | | | | |
| 7 | 19008 | 1207 | 1123 | 1516 | 8139 | 185 | 309 | | | | | |
| 8 | 15131 | 1124 | 957 | 1390 | 7411 | 188 | 266 | | | | | |
| 9 | 15831 | 1145 | 1056 | 1425 | 8107 | 176 | 280 | | | | | |
| 10 | 11372 | 1186 | 1053 | 1536 | 8110 | 189 | 350 | | | | | |
| 11 | 8107 | 972 | 828 | 1518 | 8120 | 187 | 546 | | | | | |
| 12 | 16950 | 1196 | 1008 | 1515 | 8120 | 187 | 319 | | | | | |
| 13 | 16944 | 1183 | 1063 | 1509 | 8116 | 186 | 326 | | | | | |
| 14 | 19931 | 1191 | 1066 | 1508 | 8122 | 186 | 317 | | | | | |
| 15 | 20951 | 1253 | 1169 | 1745 | 8105 | 215 | 492 | | | | | |
| 16 | 19373 | 1264 | 1153 | 1560 | 8108 | 192 | 296 | | | | | |
| 17 | 19414 | 1197 | 1032 | 1531 | 8073 | 190 | 334 | | | | | |
| 18 | 17134 | 1218 | 1153 | 1544 | 8144 | 190 | 326 | | | | | |
| 19 | 20300 | 1192 | 999 | 1513 | 8154 | 186 | 321 | | | | | |
| 20 | 21060 | 1218 | 1150 | 1520 | 8136 | 187 | 302 | | | | | |
| 21 | 19010 | 960 | 879 | 1436 | 7769 | 185 | 476 | | | | | |
| 22 | 18073 | 1102 | 975 | 1463 | 8124 | 180 | 361 | | | | | |
| 23 | 14645 | 1169 | 1039 | 1630 | 8117 | 201 | 461 | | | | | |
| 24 | 16598 | 1296 | 1891 | 1577 | 8137 | 194 | 281 | | | | | |
| 25 | 15200 | 1294 | 1053 | 1513 | 8135 | 186 | 219 | | | | | |
| 26 | 16238 | 1200 | 1128 | 1527 | 8142 | 188 | 327 | | | | | |
| 27 | 20390 | 1207 | 1123 | 1704 | 8136 | 209 | 497 | | | | | |
| 28 | 20122 | 1207 | 1123 | 1669 | 8128 | 205 | 462 | | | | | |
| 29 | 17107 | 916 | 788 | 1707 | 8138 | 210 | 791 | | | | | |
| 30 | 17399 | 1208 | 1037 | 1377 | 8133 | 169 | 169 | | | | | |
| TOTAL | 525913 | 34854 | 32094 | 45852 | 242876 | 5664 | 10998 | | | | | |
| PROM | 17530 | 1162 | 1070 | 1528 | 8086 | 189 | 367 | | | | | |

Nota: Gas total incluye SSF-SECOYA-LIM.

ANEXO 7

AREA SHUSHUFINDI

GAS DE FORMACION CAMPO SHUSHUFINDI - AGUARICO (miles de pies cúbicos de gas por día)

| FECHA | Succión SSF Comp. PIN | RESIDUAL PIN | Condensado Comp. PPR | Combustible Total | Quemado en Separadores | Pérdida Gas Alta Presión | Gas Forma. Registrado | Producción Neta (BPPD) | RELACION Gas/Petróleo |
|-------|--------------------------|-----------------|-------------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|
| 1 | 17433 | 6189 | 6707 | 6044 | 3479 | 573 | 28161 | 76237 | 369 |
| 2 | 15225 | 4317 | 7215 | 5669 | 4525 | 1300 | 29736 | 76226 | 390 |
| 3 | 16463 | 5307 | 7639 | 6179 | 4377 | 519 | 29989 | 75946 | 395 |
| 4 | 16193 | 6235 | 6536 | 5532 | 4926 | 327 | 27419 | 75877 | 361 |
| 5 | 17755 | 7875 | 6620 | 6202 | 6025 | 1618 | 30435 | 76172 | 400 |
| 6 | 17807 | 6683 | 7718 | 6067 | 5465 | 1687 | 32152 | 75528 | 426 |
| 7 | 17801 | 6384 | 7321 | 6084 | 5859 | 2057 | 32821 | 75388 | 435 |
| 8 | 14007 | 4489 | 7186 | 5756 | 5161 | 1534 | 29257 | 75685 | 387 |
| 9 | 14686 | 3997 | 8424 | 5428 | 4765 | 1200 | 30589 | 75012 | 408 |
| 10 | 10186 | 3287 | 6464 | 5668 | 4823 | 1230 | 25106 | 74070 | 339 |
| 11 | 7135 | 1690 | 7673 | 5331 | 4852 | 350 | 23684 | 72511 | 327 |
| 12 | 15754 | 4665 | 7475 | 5909 | 3818 | 110 | 28429 | 73741 | 386 |
| 13 | 15761 | 4919 | 8295 | 5764 | 3069 | 216 | 28209 | 73717 | 383 |
| 14 | 18740 | 6845 | 7273 | 6153 | 4006 | 263 | 29632 | 74338 | 399 |
| 15 | 19698 | 7517 | 6742 | 5890 | 3467 | 238 | 28614 | 76113 | 376 |
| 16 | 18109 | 5525 | 7447 | 6435 | 4362 | 221 | 31165 | 75442 | 413 |
| 17 | 18217 | 5436 | 6351 | 6334 | 6520 | 2304 | 34397 | 77049 | 446 |
| 18 | 15916 | 4508 | 7360 | 6069 | 4470 | 1556 | 31022 | 76696 | 404 |
| 19 | 19108 | 5505 | 6381 | 5890 | 4099 | 2144 | 32225 | 75937 | 424 |
| 20 | 19842 | 5100 | 8142 | 6090 | 4074 | 638 | 33796 | 75885 | 445 |
| 21 | 18050 | 5436 | 6432 | 6260 | 6112 | 2385 | 33909 | 75817 | 447 |
| 22 | 16971 | 6711 | 7300 | 6329 | 5553 | 3247 | 32799 | 71949 | 456 |
| 23 | 13476 | 6721 | 6381 | 5526 | 4925 | 4201 | 27988 | 67302 | 416 |
| 24 | 15302 | 5488 | 6597 | 6350 | 4741 | 6843 | 34552 | 62870 | 550 |
| 25 | 13906 | 4564 | 7004 | 5763 | 4218 | 3154 | 29647 | 61426 | 483 |
| 26 | 17038 | 5668 | 5984 | 5921 | 5830 | 4357 | 33644 | 60524 | 556 |
| 27 | 19183 | 5444 | 7445 | 5990 | 4319 | 5883 | 37460 | 67198 | 557 |
| 28 | 18915 | 5843 | 7296 | 6149 | 4153 | 674 | 31449 | 69828 | 450 |
| 29 | 16191 | 6500 | 4999 | 5071 | 4437 | 2432 | 26726 | 70339 | 380 |
| 30 | 16191 | 5758 | 5594 | 6411 | 2751 | 2613 | 27917 | 72461 | 385 |
| TOTAL | 491059 | 164606 | 210001 | 178264 | 139181 | 55874 | 912929 | 2187284 | 12593 |
| PROM | 16369 | 5487 | 7000 | 5942 | 4639 | 1862 | 30431 | 72909 | 420 |

CROMATOGRAFIAS DEL GAS NATURAL



**INGENIERIA DE PETROLEOS
CORROSION Y TRATAMIENTO QUIMICO
RESUMEN CROMATOGRAFIA GASES AREA SHUSHUFINDI ESTACION AGUARICO**

| LUGAR | ARENA | FECHA | P/T psia / ° F | CO2 %molar | N2 %molar | CH4 %molar | C2H6 %molar | C3H8 %molar | iC4H10 %molar | nC4H10 %molar | iC5H12 %molar | nC5H12 %molar | CSH14 %molar | CH16 %molar | Sp. Gr. | G.P.M. | Peso Molecul. | T.S.C. G.R. | P.S.C. Peta. | P.C.N. BTU/SCF | No. Oct. Calcul. | Z adimenc. | Ug cp. | Cg l/psia # 3/seg | Bg # 3/seg |
|-------|--------|---------|-------------------|---------------|--------------|---------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|----------------|---------|--------|------------------|----------------|-----------------|-------------------|---------------------|---------------|-----------|-------------------------|---------------|
| | AQU-01 | U | 51.7/117 | 7.203 | 1.416 | 68.022 | 9.462 | 8.069 | 1.406 | 3.238 | 0.643 | 0.328 | 0.213 | 0.000 | 0.845 | 4.136 | 24.461 | 426.896 | 686.04 | 1143.34 | 104.082 | 0.990 | 0.0110 | 0.0196 | 0.3126 |
| | AQU-03 | U | 53.7/110 | 2.147 | 1.336 | 73.127 | 10.288 | 7.900 | 1.319 | 2.859 | 0.573 | 0.330 | 0.321 | 0.000 | 0.790 | 3.898 | 22.864 | 416.307 | 666.88 | 1161.40 | 110.242 | 0.990 | 0.0111 | 0.0188 | 0.2971 |
| | AQU-09 | Us | 53.7/108 | 11.145 | 1.691 | 62.879 | 9.987 | 9.134 | 1.364 | 2.968 | 0.514 | 0.251 | 0.167 | 0.000 | 0.886 | 4.205 | 26.549 | 496.170 | 702.07 | 1107.77 | 98.924 | 0.989 | 0.0107 | 0.0168 | 0.2959 |
| | AQU-10 | U | 52.2/109 | 23.813 | 1.476 | 52.690 | 7.487 | 7.913 | 1.571 | 3.684 | 0.748 | 0.401 | 0.317 | 0.000 | 1.008 | 4.364 | 29.181 | 469.794 | 751.00 | 994.93 | 84.179 | 0.988 | 0.0102 | 0.0194 | 0.3048 |
| | SSE-56 | T | 51.7/108 | 31.178 | 1.437 | 40.702 | 8.518 | 10.677 | 1.866 | 4.229 | 0.751 | 0.363 | 0.269 | 0.000 | 1.122 | 5.394 | 32.504 | 469.444 | 778.75 | 991.95 | 74.348 | 0.987 | 0.0098 | 0.0196 | 0.3066 |
| | SSE-59 | U | 52.7/106 | 13.213 | 1.528 | 59.872 | 9.944 | 9.559 | 1.496 | 3.270 | 0.584 | 0.296 | 0.238 | 0.000 | 0.921 | 4.562 | 26.558 | 445.046 | 709.44 | 1112.96 | 96.284 | 0.988 | 0.0186 | 0.0192 | 0.3003 |
| | SSE-70 | T | 46.2/97 | 11.475 | 1.709 | 62.849 | 9.890 | 8.927 | 1.325 | 2.905 | 0.508 | 0.272 | 0.240 | 0.000 | 0.887 | 4.150 | 26.687 | 436.018 | 703.37 | 1101.77 | 98.525 | 0.990 | 0.0184 | 0.0219 | 0.3376 |
| | SSE-71 | T | 50.2/98 | 10.097 | 1.698 | 60.799 | 10.564 | 10.368 | 1.666 | 3.447 | 0.666 | 0.396 | 0.362 | 0.000 | 0.914 | 5.024 | 26.459 | 446.651 | 695.49 | 1173.88 | 99.333 | 0.988 | 0.0103 | 0.0202 | 0.3107 |
| | SSE-76 | T | 47.7/97 | 11.830 | 1.637 | 59.769 | 10.800 | 10.946 | 1.389 | 2.852 | 0.479 | 0.290 | 0.299 | 0.000 | 0.913 | 4.669 | 26.430 | 444.728 | 704.33 | 1132.02 | 97.552 | 0.989 | 0.0103 | 0.0212 | 0.3267 |
| 1 | | 8/29/97 | 40.7/120 | 12.604 | 1.658 | 55.686 | 12.838 | 9.820 | 1.722 | 3.903 | 0.827 | 0.493 | 0.549 | 0.000 | 0.959 | 6.163 | 27.767 | 457.563 | 706.34 | 1180.58 | 95.546 | 0.991 | 0.0106 | 0.0248 | 0.3696 |
| 2 | | 8/29/97 | 38.2/120 | 11.578 | 1.842 | 53.578 | 13.296 | 11.903 | 1.793 | 3.946 | 0.815 | 0.549 | 0.600 | 0.000 | 0.978 | 5.840 | 28.328 | 464.509 | 699.93 | 1227.38 | 95.733 | 0.991 | 0.0105 | 0.0264 | 0.4256 |
| 3 | | 8/29/97 | 1366/147 | 12.632 | 1.867 | 64.271 | 11.156 | 6.464 | 0.914 | 1.663 | 0.438 | 0.302 | 0.303 | 0.000 | 0.969 | 2.988 | 24.881 | 426.669 | 711.38 | 1032.41 | 97.659 | 0.808 | 0.0150 | 0.0009 | 0.0102 |
| 4 | | 8/29/97 | 1367/145 | 12.102 | 2.141 | 65.293 | 9.228 | 5.084 | 0.780 | 1.457 | 0.378 | 0.238 | 0.299 | 0.000 | 0.826 | 2.457 | 23.898 | 414.741 | 709.35 | 991.13 | 98.804 | 0.826 | 0.0148 | 0.0008 | 0.0103 |
| 5 | | 8/29/97 | 1465/144 | 12.611 | 2.277 | 68.120 | 8.869 | 5.336 | 0.764 | 1.428 | 0.343 | 0.232 | 0.000 | 0.000 | 0.823 | 2.374 | 23.828 | 413.647 | 711.72 | 973.88 | 98.346 | 0.818 | 0.0152 | 0.0008 | 0.0096 |
| 6 | | 1/19/98 | 46.7/108 | 11.836 | 1.613 | 60.777 | 10.110 | 9.656 | 1.514 | 3.270 | 0.596 | 0.316 | 0.313 | 0.000 | 0.912 | 4.636 | 26.412 | 443.438 | 703.50 | 1131.11 | 97.691 | 0.990 | 0.0106 | 0.0216 | 0.3412 |

- 1 GAS SALIDA DE SEPARADORES (SUCCION COMPRESORES, CALENTADOR Y QUEMADOR)
- 2 GAS SUCCION DE COMPRESORES
- 3 GAS DESCARGA DE COMPRESORES
- 4 GAS SUCCION PLANTA DE GLICOL
- 5 GAS DESCARGA PLANTA DE GLICOL
- 6 GAS COMBUSTIBLE CALENTADOR (DESPUES DE SCRUBBER)



INGENIERIA DE PETROLEOS
CORROSION Y TRATAMIENTO QUIMICO
RESUMEN CROMATOGRAFIA GASES AREA SHUSHUFINDI ESTACION NORTE

| LUGAR | ARENA | FECHA | P / T psia / ° F | CO2 %molar | N2 %molar | C1H4 %molar | C2H6 %molar | C3H8 %molar | iC4H10 %molar | nC4H10 %molar | iC5H12 %molar | nC5H12 %molar | CRH14 %molar | C7H16 %molar | Sp Gr | G.P.M | Peso Molecul. | T.S.C G.R. | P.S.C. psia | P.C.N. BTU/SCF | No. Oct. Calcul. | Z adimenc. | Ug cp | Cg 1/psia | Bg ft ³ /scf |
|-------|-------|---------|---------------------|---------------|--------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|-------|-------|------------------|---------------|----------------|-------------------|---------------------|---------------|----------|--------------|----------------------------|
| 1 | | 8/28/97 | 35,7/140 | 7,749 | 1,869 | 82,216 | 11,070 | 9,866 | 1,716 | 3,647 | 0,864 | 0,531 | 0,484 | 0,000 | 0,902 | 5,122 | 26,124 | 443,16 | 684,88 | 1207,18 | 101,529 | 0,963 | 0,0112 | 0,0282 | 0,4722 |
| 2 | | 8/28/97 | 1355/145 | 7,149 | 2,198 | 73,399 | 8,457 | 5,264 | 0,869 | 1,690 | 0,444 | 0,292 | 0,338 | 0,000 | 0,782 | 2,637 | 22,650 | 405,265 | 698,29 | 1042,08 | 104,638 | 0,931 | 0,0149 | 0,0008 | 0,0103 |
| 3 | | 9/28/97 | 1345/148 | 7,730 | 2,212 | 72,997 | 8,822 | 5,170 | 0,762 | 1,439 | 0,376 | 0,264 | 0,239 | 0,000 | 0,780 | 2,449 | 22,601 | 404,731 | 691,55 | 1026,08 | 104,082 | 0,939 | 0,0147 | 0,0008 | 0,0107 |
| 4 | | 8/28/97 | 34,7/142 | 8,337 | 1,569 | 64,482 | 9,996 | 9,356 | 1,535 | 3,499 | 0,643 | 0,316 | 0,328 | 0,000 | 0,879 | 4,638 | 25,445 | 436,240 | 699,23 | 1164,13 | 101,948 | 0,984 | 0,0113 | 0,0290 | 0,4877 |
| 5 | | 8/28/97 | 40,7/142 | 9,752 | 1,822 | 60,167 | 11,768 | 9,695 | 1,642 | 3,590 | 0,710 | 0,396 | 0,469 | 0,000 | 0,915 | 4,920 | 26,497 | 446,128 | 694,14 | 1180,37 | 99,367 | 0,992 | 0,0112 | 0,0248 | 0,4152 |

- 1 GAS SUCCION DE COMPRESORES
- 2 GAS DESCARGA DE COMPRESORES
- 3 GAS DESCARGA DE PLANTA DE GLICOL
- 4 GAS COMBUSTIBLE COMPRESORES
- 5 GAS AL QUEMADOR

TCNILGO, PABLO SANCHEZ M.



**INGENIERIA DE PEIROLEOS
CORROSION Y TRATAMIENTO QUIMICO
RESUMEN CROMATOGRAFIA GASES AREA SHUSHUFINDI ESTACION NORTE**

| LUGAR | ARENA | FECHA | P/T psia / ° F | CO2 %molar | N2 | CH4 %molar | C2H6 %molar | C3H8 %molar | IC4H10 %molar | nC4H10 %molar | iC5H12 %molar | nC5H12 %molar | CSH14 %molar | C7H16 %molar | Sp. Gr. | G.P.M. | Peso Molecul. | T.S.C. G.R. | P.S.C. psia. | P.C.N. BTU/SCF | No. Ord. Calcul. | Z adimenc. | Uq cp. | Cg 1/psia | Bg r 3/scr | |
|---------|-------|---------|-------------------|---------------|-------|---------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|---------|--------|------------------|----------------|-----------------|-------------------|---------------------|---------------|-----------|--------------|---------------|--|
| SSF-03 | U | 1/16/98 | 51.7/86 | 0.492 | 1.364 | 65.938 | 10.949 | 9.553 | 1.518 | 3.171 | 0.528 | 0.283 | 0.234 | 0.000 | 0.857 | 4.499 | 24.807 | 432.702 | 883.30 | 1178.06 | 104.426 | 0.988 | 0.0103 | 0.0196 | 0.2960 | |
| SSF-14 | UT | 1/16/98 | 43.7/84 | 8.199 | 1.661 | 66.167 | 8.784 | 8.569 | 1.380 | 3.044 | 0.594 | 0.321 | 0.271 | 0.000 | 0.859 | 4.210 | 24.875 | 430.103 | 889.71 | 1137.43 | 102.444 | 0.990 | 0.0105 | 0.0231 | 0.3552 | |
| SSF-18A | T | 1/16/98 | 52.7/100 | 7.694 | 1.671 | 66.004 | 8.915 | 8.733 | 1.479 | 3.234 | 0.631 | 0.343 | 0.296 | 0.000 | 0.862 | 4.376 | 24.968 | 431.442 | 887.11 | 1153.54 | 102.849 | 0.988 | 0.0106 | 0.0192 | 0.2972 | |
| SSF-16B | T | 1/16/98 | 42.7/82 | 3.043 | 2.465 | 74.806 | 7.569 | 6.935 | 1.289 | 2.693 | 0.676 | 0.309 | 0.295 | 0.000 | 0.779 | 3.611 | 22.668 | 406.826 | 868.02 | 1128.36 | 108.569 | 0.991 | 0.0108 | 0.0236 | 0.3626 | |
| SSF-31 | UT | 1/16/98 | 41.7/88 | 41.421 | 1.098 | 33.576 | 7.292 | 9.105 | 1.809 | 4.209 | 0.840 | 0.389 | 0.261 | 0.000 | 1.199 | 4.972 | 34.736 | 503.331 | 820.99 | 872.07 | 63.053 | 0.988 | 0.0094 | 0.0243 | 0.3741 | |
| SSF-36 | U | 1/16/98 | 41.7/91 | 2.013 | 1.299 | 70.536 | 11.011 | 9.334 | 1.546 | 3.165 | 0.602 | 0.279 | 0.215 | 0.000 | 0.813 | 4.474 | 23.546 | 423.503 | 865.33 | 1219.32 | 109.892 | 0.990 | 0.0106 | 0.0242 | 0.3702 | |
| SSF-46 | U | 1/16/98 | 41.7/91 | 2.498 | 1.624 | 72.364 | 10.465 | 8.287 | 1.422 | 2.553 | 0.530 | 0.297 | 0.000 | 0.000 | 0.789 | 3.845 | 22.862 | 414.933 | 868.49 | 1168.45 | 109.707 | 0.991 | 0.0107 | 0.0242 | 0.3705 | |
| SSF-49 | U | 1/16/98 | 42.7/92 | 2.547 | 1.325 | 71.242 | 11.006 | 8.947 | 1.366 | 2.762 | 0.476 | 0.181 | 0.138 | 0.000 | 0.800 | 4.073 | 23.170 | 4.194 | 868.91 | 1187.84 | 109.636 | 0.991 | 0.0107 | 0.0236 | 0.3623 | |
| SSF-51 | BT | 1/16/98 | 41.7/88 | 1.411 | 1.202 | 75.470 | 10.166 | 7.717 | 0.926 | 2.429 | 0.402 | 0.167 | 0.120 | 0.000 | 0.789 | 3.443 | 21.981 | 407.787 | 866.06 | 1156.39 | 111.847 | 0.991 | 0.0108 | 0.0242 | 0.3685 | |
| SSF-43 | U | 1/16/98 | 48.7/86 | 2.480 | 1.452 | 71.935 | 10.485 | 8.591 | 1.409 | 2.649 | 0.511 | 0.254 | 0.234 | 0.000 | 0.797 | 4.028 | 23.987 | 417.822 | 868.07 | 1183.22 | 109.634 | 0.990 | 0.0106 | 0.0221 | 0.3339 | |
| SSF-64 | UT | 1/16/98 | 51.7/87 | 7.752 | 1.910 | 71.481 | 8.368 | 6.353 | 1.039 | 2.075 | 0.461 | 0.269 | 0.242 | 0.000 | 0.805 | 3.121 | 23.309 | 412.532 | 889.97 | 1066.63 | 103.915 | 0.990 | 0.0106 | 0.0196 | 0.2962 | |
| SSF-57 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| SSF-62 | U | 1/16/98 | 47.7/96 | 2.071 | 1.487 | 71.814 | 10.642 | 8.773 | 1.387 | 2.869 | 0.513 | 0.251 | 0.193 | 0.000 | 0.798 | 4.123 | 23.104 | 418.260 | 866.20 | 1192.99 | 109.988 | 0.990 | 0.0106 | 0.0212 | 0.3264 | |
| SSF-63 | T | 1/16/98 | 62.7/127 | 8.043 | 1.484 | 66.168 | 10.138 | 8.861 | 1.363 | 3.054 | 0.518 | 0.240 | 0.126 | 0.000 | 0.855 | 4.171 | 24.749 | 430.023 | 890.00 | 1137.45 | 102.917 | 0.990 | 0.0110 | 0.0192 | 0.3120 | |
| SSF-64 | U | 1/16/98 | 45.7/93 | 2.120 | 1.368 | 70.233 | 11.524 | 9.074 | 1.465 | 2.873 | 0.612 | 0.362 | 0.369 | 0.000 | 0.815 | 4.381 | 23.584 | 423.657 | 865.91 | 1217.85 | 109.554 | 0.990 | 0.0106 | 0.0221 | 0.3387 | |
| SSF-66 | T | 1/16/98 | 47.7/90 | 5.529 | 1.897 | 67.957 | 10.669 | 8.793 | 1.376 | 2.754 | 0.516 | 0.273 | 0.237 | 0.000 | 0.833 | 4.116 | 24.121 | 424.822 | 879.43 | 1157.86 | 105.319 | 0.989 | 0.0105 | 0.0212 | 0.3227 | |
| SSF-78 | UT | 1/16/98 | 66.7/112 | 8.772 | 1.868 | 65.096 | 8.594 | 8.523 | 1.535 | 3.485 | 0.716 | 0.391 | 0.000 | 0.870 | 4.343 | 25.187 | 432.300 | 891.14 | 1136.36 | 101.540 | 0.988 | 0.0106 | 0.0178 | 0.2821 | | |
| SSF-86 | U | 1/16/98 | 42.7/84 | 2.445 | 1.438 | 72.002 | 10.491 | 8.544 | 1.461 | 2.671 | 0.517 | 0.266 | 0.225 | 0.000 | 0.797 | 4.023 | 23.073 | 417.527 | 867.96 | 1183.53 | 109.697 | 0.991 | 0.0107 | 0.0236 | 0.3637 | |
| SSF-87 | U | 1/16/98 | 45.7/90 | 6.796 | 1.789 | 71.254 | 8.165 | 6.550 | 1.108 | 2.271 | 0.504 | 0.298 | 0.245 | 0.000 | 0.806 | 3.269 | 23.323 | 414.263 | 886.18 | 1080.17 | 104.919 | 0.991 | 0.0106 | 0.0221 | 0.3373 | |
| SSF-88 | T | 1/16/98 | 44.7/83 | 10.861 | 1.568 | 59.705 | 10.198 | 11.067 | 1.775 | 4.045 | 0.636 | 0.274 | 0.171 | 0.000 | 0.926 | 5.295 | 26.783 | 449.096 | 896.80 | 1160.38 | 96.782 | 0.989 | 0.0102 | 0.0226 | 0.3461 | |



INGENIERIA DE PETROLEOS
CORROSION Y TRATAMIENTO QUIMICO
RESUMEN CROMATOGRAFIA GASES AREA SHUSHUFINDI ESTACION CENTRAL

| LUGAR | ARENA | FECHA | P/T psia/°F | CO2 %molar | N2 %molar | CH4 %molar | C2H6 %molar | C3H8 %molar | iC4H10 %molar | nC4H10 %molar | iC5H12 %molar | nC5H12 %molar | iC6H14 %molar | nC6H14 %molar | C7H16 %molar | Sp Gr | G.P.M. | Peso Molecular | T.S.C. G.P. | P.S.C. psia | P.C.N BTU/SCF | No. Out Calcul | Z adimenc. | Ug cp. | Cq 1/psia | Bg #3/6cf |
|--------|-------|----------|----------------|---------------|--------------|---------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|-------|--------|-------------------|----------------|----------------|------------------|-------------------|---------------|-----------|--------------|--------------|
| SSF-99 | T | 19/08/97 | 44.7/75 | 9.790 | 1.686 | 66.007 | 10.004 | 7.374 | 1.214 | 2.731 | 0.657 | 0.309 | 0.329 | 0.000 | 0.857 | 3.732 | 21.826 | 428.003 | 697.35 | 1097.86 | 100.937 | 0.989 | 0.0101 | 0.0228 | 0.3390 | |
| SSF-90 | U | 19/08/97 | 42.7/100 | 2.305 | 1.630 | 68.212 | 11.822 | 9.663 | 1.642 | 3.456 | 0.681 | 0.347 | 0.342 | 0.000 | 0.834 | 4.757 | 24.152 | 429.024 | 685.23 | 1237.86 | 108.649 | 0.990 | 0.0107 | 0.0237 | 0.3674 | |
| 1 | | 23/08/97 | 336/86 | 11.911 | 1.917 | 70.916 | 11.776 | 2.162 | 0.366 | 0.647 | 0.216 | 0.200 | 0.000 | 0.000 | 0.776 | 1.034 | 22.475 | 402.270 | 714.19 | 927.90 | 100.208 | 0.940 | 0.0110 | 0.0032 | 0.0432 | |
| 2 | | 23/08/97 | 285/95 | 11.920 | 1.814 | 70.348 | 11.984 | 2.146 | 0.438 | 0.801 | 0.309 | 0.242 | 0.000 | 0.000 | 0.784 | 1.186 | 32.705 | 404.828 | 713.85 | 940.71 | 100.135 | 0.956 | 0.0111 | 0.0041 | 0.0689 | |
| 3 | | 23/08/97 | 53.7/114 | 7.674 | 1.706 | 63.293 | 11.684 | 9.211 | 1.569 | 3.318 | 0.728 | 0.441 | 0.487 | 0.000 | 0.886 | 4.709 | 25.646 | 439.075 | 686.40 | 1187.63 | 102.091 | 0.989 | 0.0106 | 0.0188 | 0.2989 | |
| 4 | | 23/08/97 | 44.2/121 | 7.465 | 1.588 | 64.931 | 9.926 | 9.287 | 1.632 | 3.626 | 0.724 | 0.381 | 0.481 | 0.000 | 0.879 | 4.912 | 26.463 | 436.662 | 684.78 | 1184.63 | 102.739 | 0.991 | 0.0109 | 0.0229 | 0.3665 | |
| 5 | | 23/08/97 | 50.7/122 | 7.414 | 1.566 | 66.132 | 9.943 | 9.295 | 1.608 | 3.611 | 0.696 | 0.346 | 0.400 | 0.000 | 0.876 | 4.768 | 26.360 | 436.690 | 684.93 | 1181.36 | 102.525 | 0.990 | 0.0110 | 0.0199 | 0.3214 | |
| 6 | | 23/08/97 | 70.7/100 | 7.618 | 1.866 | 68.173 | 10.260 | 7.651 | 1.119 | 2.021 | 0.481 | 0.369 | 0.403 | 0.000 | 0.831 | 3.686 | 24.067 | 421.811 | 689.00 | 1107.09 | 103.244 | 0.996 | 0.0107 | 0.0144 | 0.2209 | |
| 7 | | 23/08/97 | 70.7/100 | 7.148 | 2.264 | 79.862 | 6.874 | 2.691 | 0.414 | 0.660 | 0.306 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.711 | 1.132 | 20.678 | 383.067 | 692.34 | 937.67 | 106.442 | 0.990 | 0.0113 | 0.0143 | 0.2217 | |
| 8 | | 23/08/97 | 1415/95 | 7.575 | 1.916 | 72.261 | 9.676 | 5.791 | 0.506 | 1.399 | 0.332 | 0.242 | 0.000 | 0.000 | 0.761 | 2.504 | 32.620 | 406.904 | 692.10 | 1036.20 | 104.663 | 0.736 | 0.0161 | 0.0009 | 0.0060 | |

- 1 GAS RESIDUAL TOTAL
- 2 GAS RESIDUAL SUCCION COMPRESORES
- 3 GAS SALIDA DE SEPARADORES
- 4 GAS SUCCION COMPRESORES(ANTES SCRUBBER)
- 5 GAS SUCCION COMPRESORES(DESPUES SCRUBBER)
- 6 GAS COMBUSTIBLE COMPRESORES (ANTES DEL BELEX)
- 7 GAS COMBUSTIBLE COMPRESORES (DESPUES DEL BELEX)
- 8 GAS DESCARGA DE COMPRESORES

TCNLGO. PABLO SANCHEZ M.



**INGENIERIA DE PETROLEOS
CORROSION Y TRATAMIENTO QUIMICO
RESUMEN CROMATOGRAFIA GASES AREA SSFD ESTACION SUR**

| LUGAR | ARENA | FECHA | P/T psia / ° F | CO2 %molar | N2 %molar | C1H4 %molar | C2H6 %molar | C3H8 %molar | iC4H10 %molar | nC4H10 %molar | iC5H12 %molar | nC5H12 %molar | C6H14 %molar | C7H16 %molar | Sp. Gr. | G.P.M. | Peso Molecul. | T.S.C. G.R. | P.S.C. psia. | P.C.N. BTU/SCF | No. Oct. Calcul. | Z edimenc. | Ug cp. | Cg 1/psia. | Bg ft 3/scf |
|-------|-------|---------|-------------------|---------------|--------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|---------|--------|------------------|----------------|-----------------|-------------------|---------------------|---------------|-----------|---------------|----------------|
| 1 | | 8/19/97 | 43,7/124 | 10.483 | 1.575 | 62.493 | 9.641 | 9.096 | 1.537 | 3.748 | 0.681 | 0.322 | 0.324 | 0.000 | 0.902 | 4.711 | 26.118 | 440.949 | 697.29 | 1146.12 | 99.364 | 0.991 | 0.0109 | 0.0231 | 0.3748 |
| 2 | | 8/19/97 | 41,7/123 | 10.486 | 1.644 | 62.780 | 9.627 | 8.934 | 1.822 | 3.547 | 0.661 | 0.336 | 0.393 | 0.000 | 0.899 | 4.625 | 26.026 | 439.722 | 697.25 | 1143.07 | 99.352 | 0.992 | 0.0109 | 0.0242 | 0.3922 |
| 3 | | 8/19/97 | 38,2/132 | 10.772 | 1.623 | 62.509 | 10.682 | 8.284 | 1.486 | 3.283 | 0.644 | 0.336 | 0.381 | 0.000 | 0.894 | 4.308 | 25.891 | 438.678 | 698.87 | 1129.43 | 99.072 | 0.983 | 0.0111 | 0.0264 | 0.4353 |
| 4 | | 8/19/97 | 1465/220 | 10.500 | 2.094 | 70.572 | 8.436 | 5.001 | 0.818 | 1.464 | 0.422 | 0.307 | 0.386 | 0.000 | 0.810 | 2.525 | 23.453 | 410.849 | 702.24 | 1006.48 | 100.809 | 0.887 | 0.0157 | 0.0007 | 0.0117 |
| 5 | | 8/19/97 | 1453/141 | 10.808 | 2.354 | 69.252 | 9.252 | 0.528 | 0.778 | 1.501 | 0.288 | 0.188 | 0.281 | 0.000 | 0.813 | 2.470 | 23.551 | 411.975 | 703.90 | 1000.49 | 100.108 | 0.815 | 0.0151 | 0.0008 | 0.0095 |
| 6 | | 8/19/97 | 1440/142 | 10.725 | 1.813 | 67.162 | 10.700 | 6.102 | 0.919 | 1.750 | 0.365 | 0.214 | 0.250 | 0.000 | 0.832 | 2.841 | 24.092 | 419.950 | 704.08 | 1037.71 | 100.275 | 0.803 | 0.0152 | 0.0008 | 0.0095 |
| 7 | | 8/19/97 | 44,7/120 | 10.244 | 1.734 | 60.672 | 10.935 | 9.222 | 1.719 | 3.783 | 0.796 | 0.444 | 0.449 | 0.000 | 0.917 | 4.922 | 26.558 | 445.721 | 695.64 | 1173.29 | 98.928 | 0.991 | 0.0108 | 0.0226 | 0.3636 |

- 1 GAS SALIDA DE SEPARADORES
- 2 GAS DESCARGA DE SCRUBBER
- 3 GAS SUCCION DE COMPRESORES
- 4 GAS DESCARGA DE COMPRESORES
- 5 GAS ENTRADA A PLANTA DE GLICOL
- 6 GAS SALIDA A PLANTA DE GLICOL
- 7 GAS COMBUSTIBLE COMPRESOR No. 03

TCNLGO. PABLO SANCHEZ M.



INGENIERIA DE PETROLEOS
CORROSION Y TRATAMIENTO QUIMICO
RESUMEN CROMATOGRAFIA GASES AREA SSFD ESTACION SUR-OESTE

| LUGAR | ARENA | FECHA | P/T psia / °F | CO2 %molar | N2 %molar | CIH4 %molar | CIH6 %molar | iC4H10 %molar | nC4H10 %molar | iC3H12 %molar | nC3H12 %molar | CSH14 %molar | C7H16 %molar | Sp Gr. | G.P.M. | Peso Molecul. | T.S.C. G.R. | P.S.C. psia. | P.C.N. BTU/SCF | No. Oct. Calcul. | Z adimenc. | Ug cp. | Cg 1/psia | Bg ft.3/cft |
|--------|-------|---------|------------------|---------------|--------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|--------|--------|------------------|----------------|-----------------|-------------------|---------------------|---------------|-----------|--------------|----------------|
| SSF-24 | T | 8/15/97 | 38.7/118 | 10.842 | 1.582 | 57.172 | 8.407 | 2.620 | 5.630 | 1.237 | 0.598 | 0.501 | 0.677 | 0.897 | 6.759 | 28.857 | 465.465 | 690.17 | 1276.30 | 96.686 | 0.990 | 0.0104 | 0.0261 | 0.4186 |
| SSF-26 | Ts+I | 8/16/97 | 56.2/114 | 8.837 | 1.722 | 66.673 | 8.811 | 1.511 | 3.017 | 0.603 | 0.240 | 0.266 | 0.000 | 0.858 | 4.145 | 24.850 | 428.481 | 691.92 | 1120.46 | 101.880 | 0.989 | 0.0109 | 0.0183 | 0.2910 |
| SSF-35 | U+Ts | 8/16/97 | 60.7/112 | 9.596 | 1.723 | 57.104 | 8.485 | 1.463 | 3.092 | 0.656 | 0.293 | 0.232 | 0.000 | 0.856 | 3.913 | 24.794 | 426.717 | 695.21 | 1100.01 | 101.226 | 0.988 | 0.0109 | 0.0167 | 2.0636 |
| SSF-61 | T | 8/17/97 | 42.7/112 | 16.457 | 1.582 | 55.703 | 7.771 | 1.926 | 4.527 | 0.898 | 0.466 | 0.431 | 0.439 | 0.995 | 5.629 | 28.823 | 461.255 | 716.92 | 1146.69 | 91.334 | 0.990 | 0.0103 | 0.0237 | 0.3752 |
| SSF-69 | U | 8/17/97 | 42.7/112 | 2.493 | 1.527 | 78.701 | 7.039 | 1.412 | 1.763 | 0.454 | 0.230 | 0.322 | 0.000 | 0.744 | 3.046 | 21.545 | 398.560 | 668.94 | 1104.28 | 110.997 | 0.983 | 0.0113 | 0.0236 | 0.3762 |
| SSF-86 | Ts | 8/16/97 | 50.7/109 | 9.249 | 1.822 | 70.536 | 8.626 | 1.071 | 1.938 | 0.387 | 0.240 | 0.000 | 0.000 | 0.808 | 2.872 | 23.992 | 412.927 | 697.33 | 1036.49 | 102.561 | 0.991 | 0.0110 | 0.0199 | 0.3147 |
| SSF-94 | Us+I | 8/17/97 | 41.7/113 | 2.730 | 1.470 | 74.712 | 7.290 | 2.112 | 2.793 | 0.807 | 0.366 | 0.475 | 0.000 | 0.797 | 4.181 | 23.086 | 413.901 | 666.04 | 1176.74 | 109.664 | 0.992 | 0.0111 | 0.0242 | 0.3957 |
| SSF-95 | Ts | 8/17/97 | 42.7/114 | 5.335 | 1.682 | 61.466 | 10.629 | 2.152 | 4.768 | 0.828 | 0.410 | 0.337 | 0.318 | 0.923 | 6.257 | 26.719 | 461.608 | 671.99 | 1296.43 | 103.620 | 0.990 | 0.0106 | 0.0237 | 0.3764 |
| 1 | | 8/17/97 | 34.7/116 | 8.959 | 1.588 | 58.319 | 8.843 | 1.401 | 2.745 | 0.529 | 0.204 | 0.242 | 0.000 | 0.839 | 3.655 | 24.310 | 422.951 | 693.96 | 1092.46 | 102.317 | 0.984 | 0.0110 | 0.0290 | 0.4658 |
| 2 | | 8/17/97 | 1496/135 | 9.318 | 1.765 | 67.465 | 9.261 | 1.364 | 2.366 | 0.458 | 0.270 | 0.000 | 0.000 | 0.839 | 3.682 | 24.302 | 423.103 | 696.07 | 1081.53 | 101.820 | 0.777 | 0.0166 | 0.0008 | 0.0088 |
| 3 | | 8/15/97 | 32.7/104 | 9.043 | 1.725 | 67.654 | 9.240 | 1.420 | 2.688 | 0.643 | 0.345 | 0.376 | 0.000 | 0.848 | 3.737 | 24.571 | 425.028 | 693.61 | 1101.60 | 101.803 | 0.983 | 0.0107 | 0.0308 | 0.4947 |
| 4 | | 8/17/97 | 39.7/110 | 7.898 | 1.695 | 69.489 | 7.641 | 1.514 | 2.940 | 0.689 | 0.242 | 0.296 | 0.266 | 0.843 | 4.015 | 24.401 | 422.918 | 687.38 | 1119.83 | 103.160 | 0.992 | 0.0109 | 0.0254 | 0.4031 |

- 1 GAS SUCCION COMPRESORES
- 2 GAS DESCARGA COMPRESORES
- 3 GAS COMBUSTIBLE COMPRESORES
- 4 GAS AL QUEMADOR

TCNLGO. PABLO SANCHEZ M.

TABLAS

TABLA # 1

CARTA GENERAL DE ESPECIFICACIONES

| DESCRIPCION | ESTACION AGUARICO | ESTACION NORTE | ESTACION CENTRAL | ESTACION SUR | ESTACION SUR-OESTE |
|--|----------------------|-------------------|---------------------|-----------------|-----------------------|
| DATOS | | | | | |
| % de CO ₂ | 26.15 | 17.67 | 27 | 17.74 | 15.5 |
| Línea de salida (pulg) | 6 5/8 | 6 5/8 | 8 5/8 | 6 5/8 | 6 5/8 |
| Q gas (MMSCFD) | 3.47 | 11.87 | 13.84 | 11.9 | 4.27 |
| q entrada (Lbs H ₂ O/MMSCF) | 80 | 100 | 130 | 85 | 135 |
| V H ₂ O (Lbs) | 277.6 | 1187 | 1799.2 | 1011.5 | 576.45 |
| P entrada (Psig) | 1460 | 1450 | 1460 | 1450 | 1450 |
| T entrada (°F) | 130 | 120 | 140 | 120 | 140 |
| q salida (Lbs H ₂ O/MMSCF) | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Gravedad Especifica | 1.07 | 0.97 | 1.53 | 0.98 | 0.97 |
| Diametro de la torre | 16 | 24 | 24 | 24 | 16 |
| Punto de Rocio de salida | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Caída del Punto de Rocio | 90 | 100 | 110 | 90 | 110 |
| # de Platos | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| Temperatura del Reboiler (°F) | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 |
| Capacidad del Regenerador(Mbtu / h) | 75 | 375 | 550 | 375 | 250 |

TABLA # 2

| CONTENIDO DE HIDROCARBUROS LIVIANOS EN EL GAS | | | |
|--|-----------------------------|--------------------------|--------------------------------|
| ESTACIONES | *Hidrocarb. Livianos | Vol. de Gas Comp. | TOTAL de LIQ. en el GAS |
| | Gal / MMPCD | MMPCD | Galones |
| AGUARICO | 3.293 | 4.198 | 13.82 |
| NORTE | 3.997 | 6.607 | 26.41 |
| CENTRAL | 4.528 | 9.386 | 42.50 |
| SUR | 3.861 | 8.903 | 34.37 |
| SUR-OESTE | 3.577 | 3.314 | 11.85 |

*Datos referidos al Analisis Cromatografico de Julio /97

TABLA # 3

| 27-Mar-98 | | | | |
|---------------------------------------|------------------------|---------------|-------------------------|-------------------------|
| CONTENIDO DE SOLIDOS EN EL GAS | | | | |
| ESTACIONES | Vol. de Gas Co: | P.P.M. | F. de Conversión | TOTAL de SOLIDOS |
| | (MMPCD) | (mg / Lt) | | (Libras / Dia) |
| AGUARICO | 4.198 | 0.017 | 62.37 | 4.45 |
| NORTE | 6.607 | 0.025 | 62.37 | 10.30 |
| CENTRAL | 9.386 | 0.02 | 62.37 | 11.71 |
| SUR | 8.903 | 0.07 | 62.37 | 38.87 |
| SUR-OESTE | 3.314 | 0.015 | 62.37 | 3.10 |

PPM referidos a 0.45 micras

Tabla # 4

Instrumentación recomendada para diseño magro

| Item | Controles |
|-----------------------|---|
| Contactor | PC en la línea de gas de salida PI en el contactor TI en el contactor LC en el contactor |
| Reconcentrador | PSV en la corteza del regenerador TSH en glicol en el regenerador (para cerrar el panel) TIC en glicol en el regenerador conectado a TCV en gas combustible para mantener el quemador principal TSH en gran cantidad gas de temperatura (para cerrar el panel) BSL Sensor de llama en el quemador (para cerrar el panel) PI en la línea de combustible para el quemador principal PCV en la línea de combustible para el quemador principal SDV en la línea de combustible piloto (activado por panel de cierre) SDV en el piloto de línea de combustible (activado por panel de cierre) |

Panel de cierre LAH en el nivel de glicol en tanque de glicol rápido
LAL en el nivel de glicol en tanque de glicol rápido
BAL en llama en el quemador principal
TAH en temperatura de glicol en el regenerador o
TAH en temperatura de gas existente
LAH en filtro integral en el contactor

Leyenda

BAL = Alarma de llama baja en el quemador
BSL = Sensor de llama de quemador
LC = Control de nivel
LAH = Alarma de bajo nivel de líquido
LAL = Alarma de alto nivel de líquido
PC = Control de presión
PCV = Válvula de control de presión
PI = Indicador de presión
PSV = Válvula de seguridad de presión (válvula de alivio)
SDV = válvula de compuerta
TAH = Alarma de alto nivel de temperatura
TCV = Válvula de control de temperatura
TI = Indicador de temperatura
TIC = Controlador del indicador de temperatura
TSH = Cierre de alta temperatura

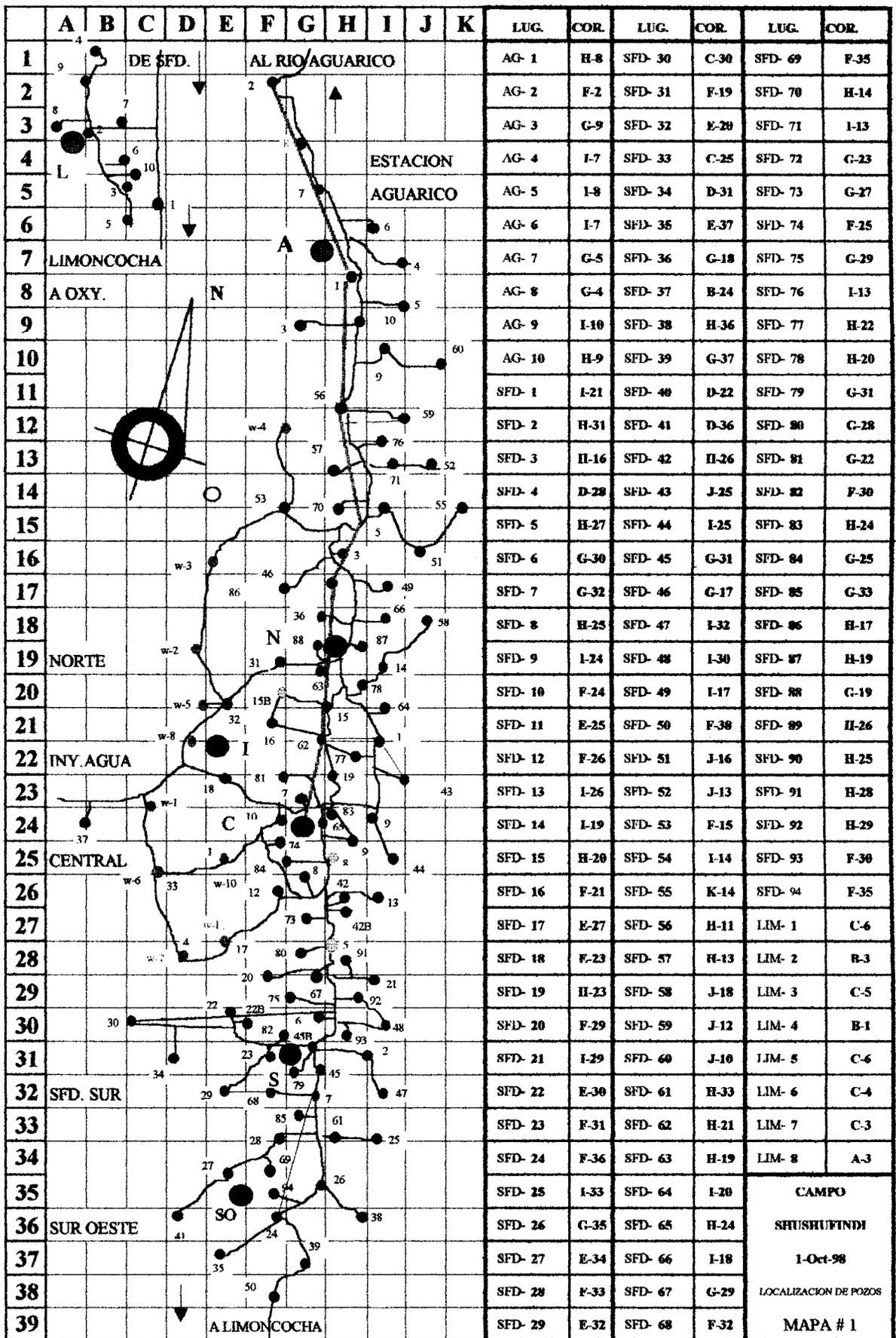
Tabla # 5

Temperaturas de Operación de Unidad de Deshidratación

Recomendadas

| Localización del proceso (°F) | Temperatura o Rango de Temperatura |
|---|--|
| Gas de admisión | 80-100 |
| Glicol en el absorbedor | 5-15° más caliente que el gas |
| Glicol en el Flash Tank | 100-150 (de preferencia 150) |
| Glicol en los filtros | 100-150 (de preferencia 150) |
| Glicol en la torre de destilación | 300-350 |
| Parte superior de la torre de destilación | 210 (190 con gas de dispersión) |
| Regenerador | 380-400 (de preferencia 380) 350 produce 98.5 peso % TEG 400 produce 99.0 peso % TEG |
| TEG ingreso a la bomba | menos de 200 (de preferencia 180) |

FIGURAS



HIGHT PRESSURE CONTACTING SYSTEM ← → LOW PRESSURE REGENERATION SYSTEM

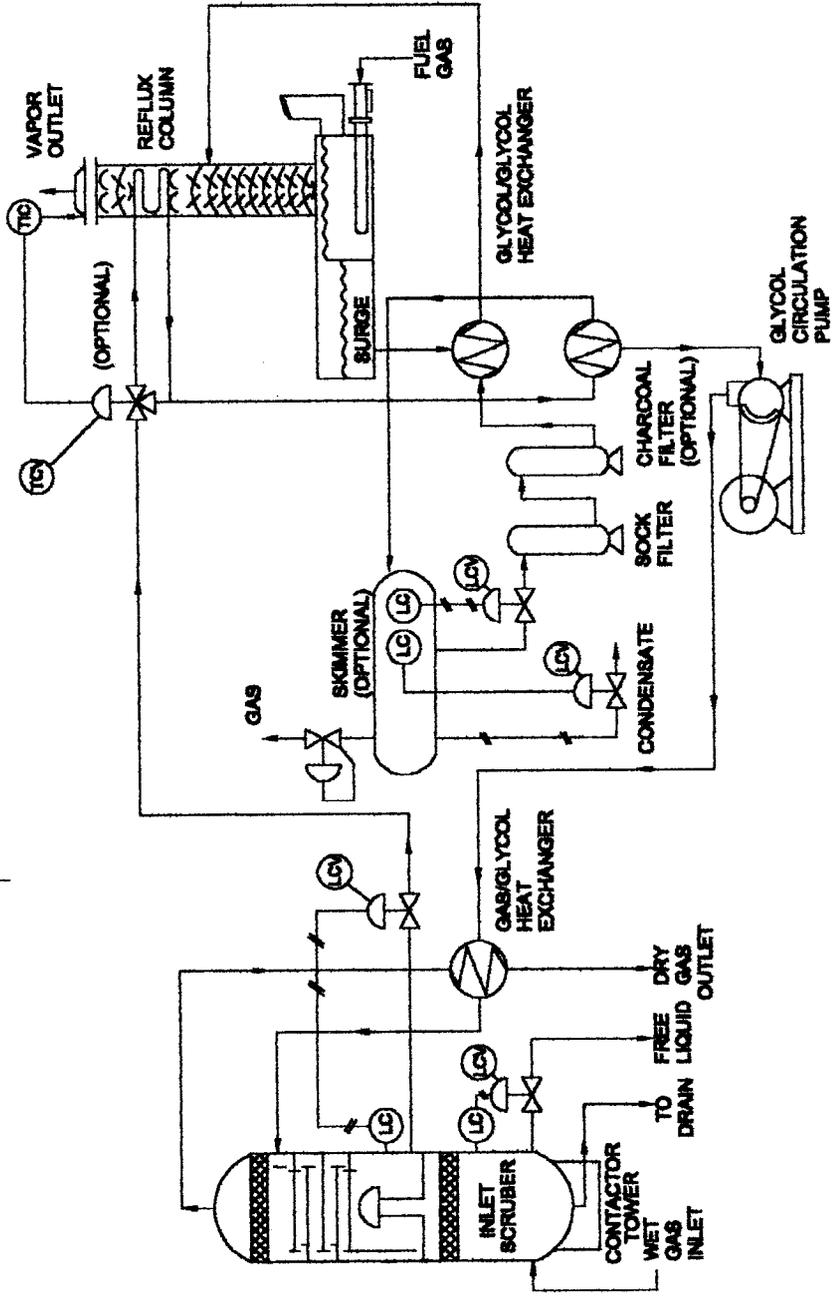


FIGURA 3: DIAGRAMA DE FLUJO DE UNIDAD DE DESHIDRATACION CON GLYCOL

GLYCOL ABSORBER TOWER

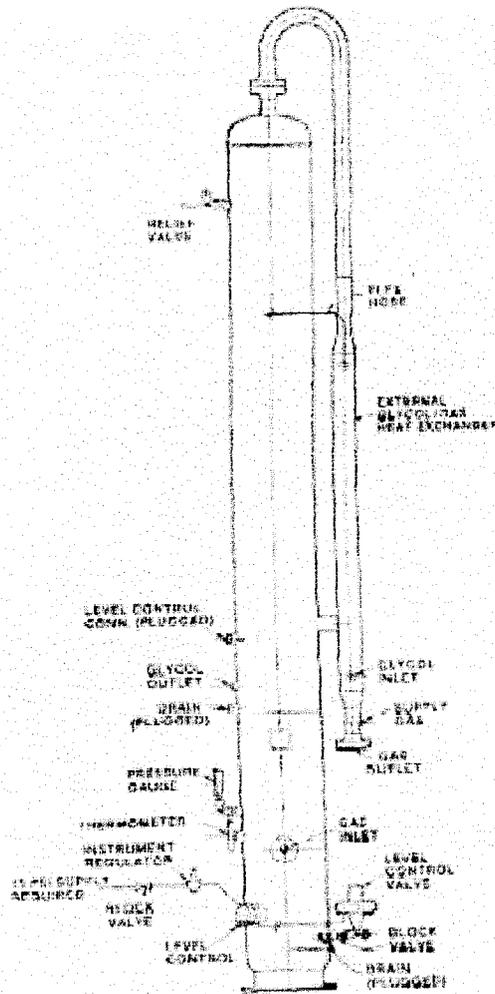


FIG 4.- TORRE DE ABSORCION

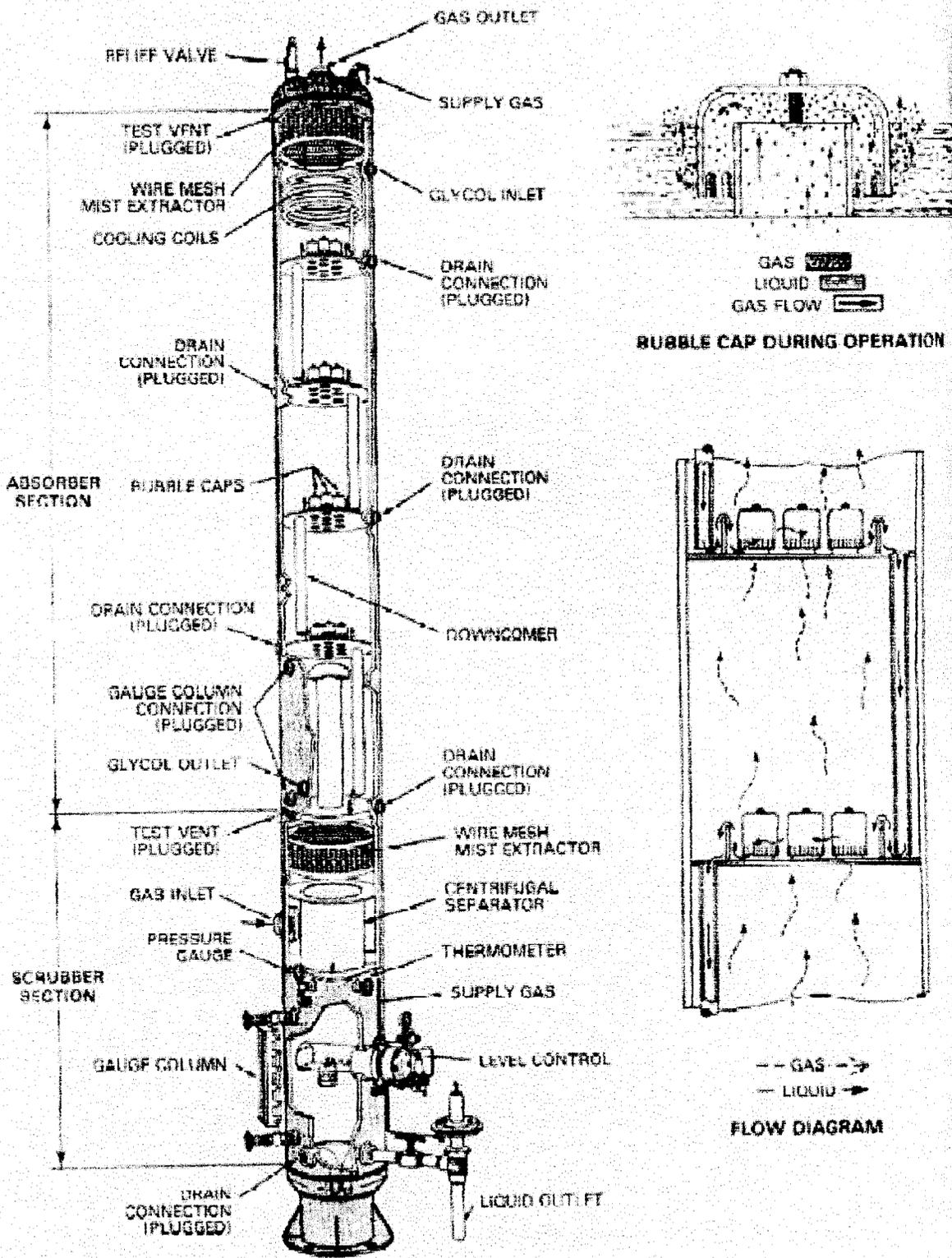
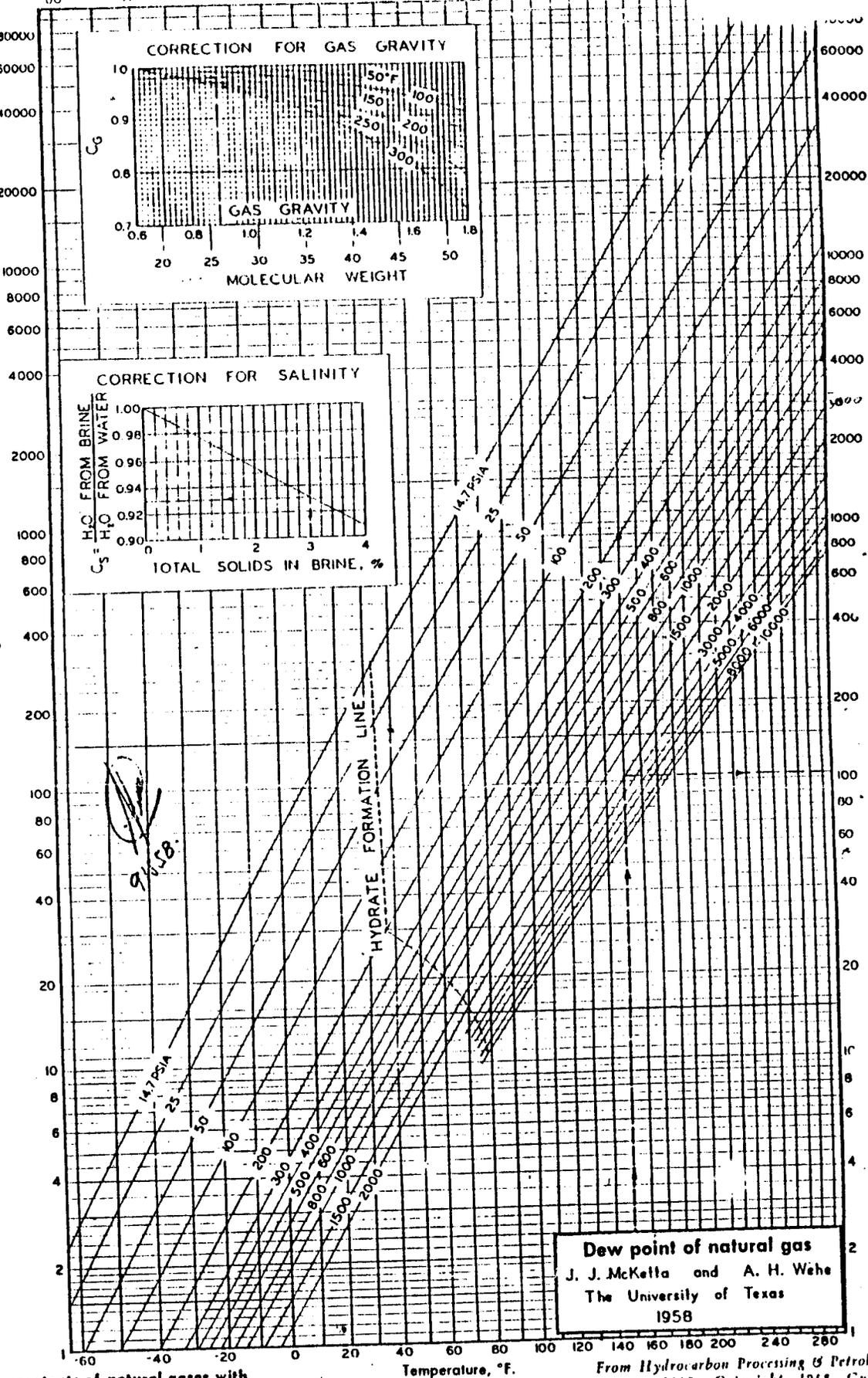


FIG # 5.- Torre de Absorción con sección de scrubber



er contents of natural gases with
ctions for salinity and gravity.

Dew point of natural gas
J. J. McKetta and A. H. Wehe
The University of Texas
1958

From Hydrocarbon Processing & Petroleum Re
August, 1958. Copyright, 1958, Gulf Publi

FIG.# 6.- DEW POINT DEL GAS NATURAL

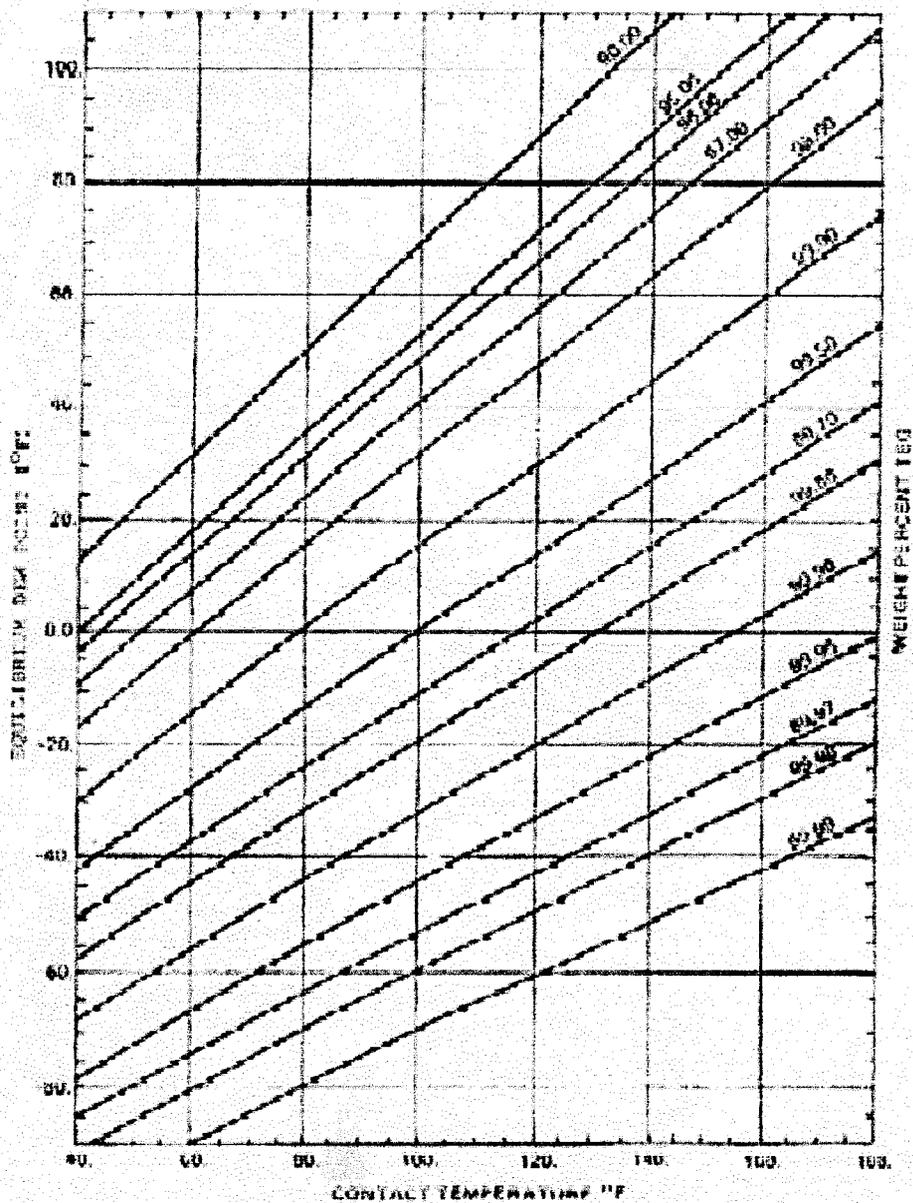


Fig 7. Carta del Dew Point para el Sistema TEG-Agua

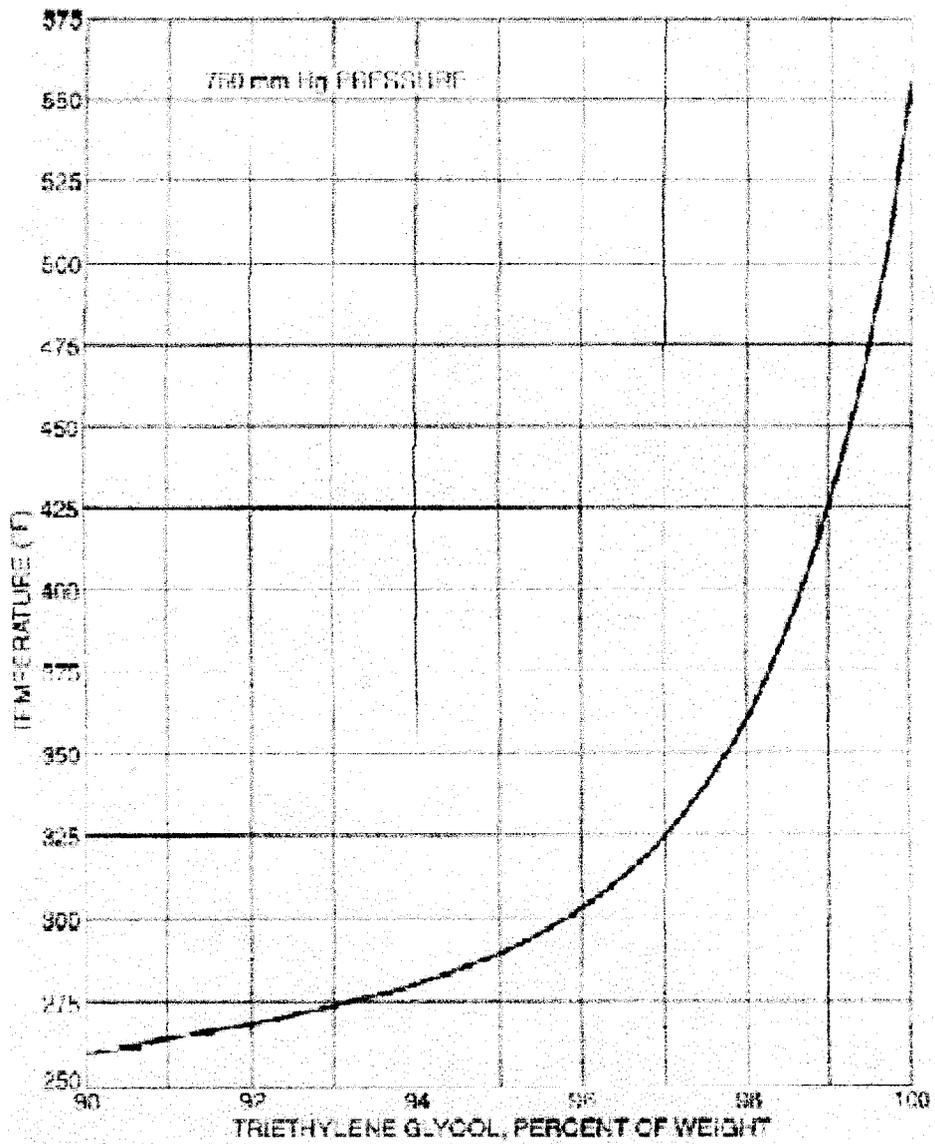


Fig 8. Puntos de Ebullición de algunas soluciones de Trietilenglicol

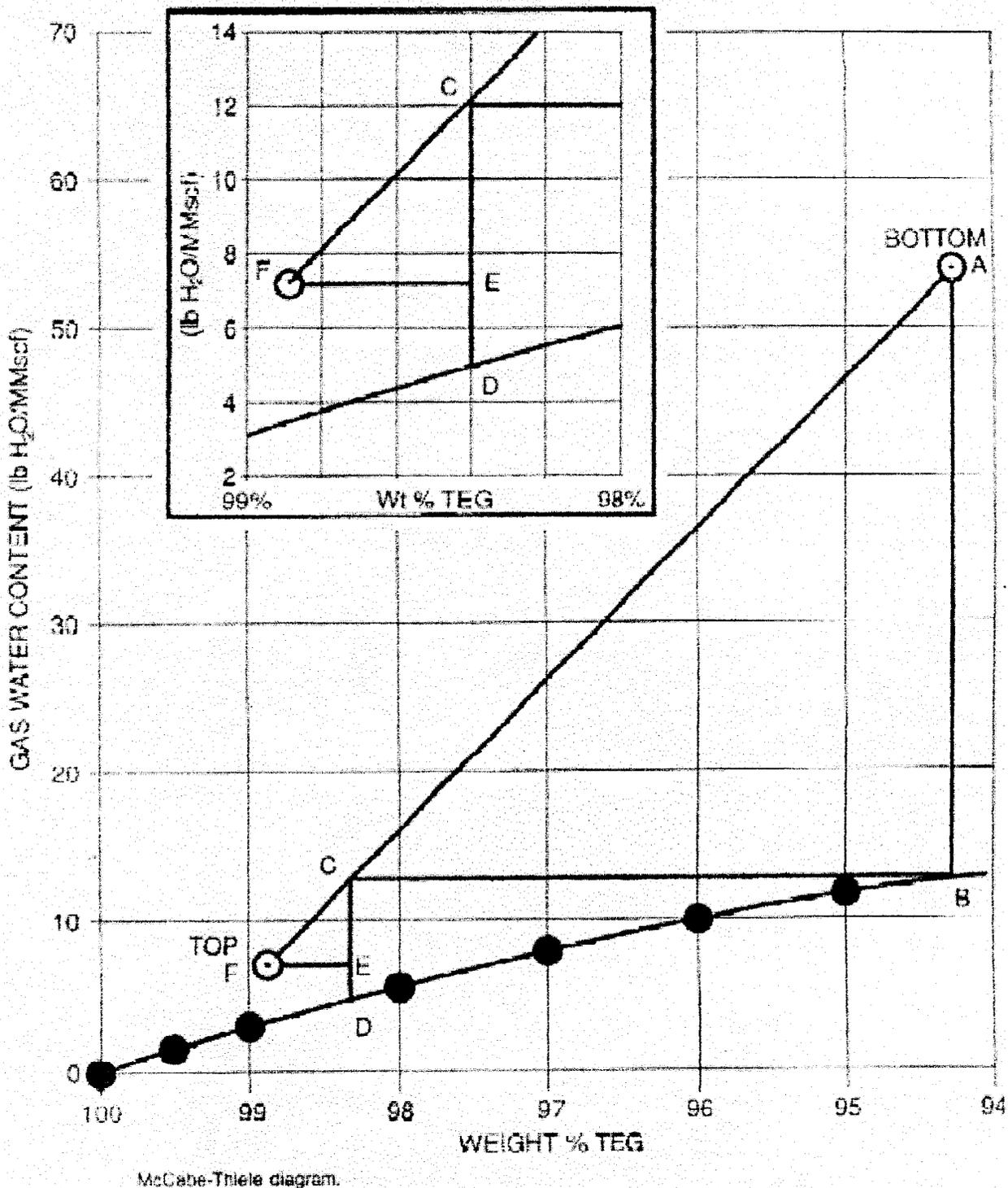


FIGURA # 9.- PORCENTAJE EN PESO DEL TEG

**NOMINAL GAS CAPACITY - MMSCFD
TRAYED ABSORBER TOWERS**

| OPERATING PRESSURE PSIG | VESSEL SIZE (Outside Diameter) | | | | | | | | |
|----------------------------|--------------------------------|-----|-----|------|------|------|---------|-----|-----|
| | 12-3/4" | 16" | 20" | 24" | 30" | 36" | 42-3/4" | 48" | 60" |
| 200 | 1.4 | 2.3 | 3.6 | 5.1 | 8.4 | 12.1 | 1.0 | 1.7 | 2.8 |
| 400 | 2.0 | 3.2 | 5.0 | 7.2 | 11.9 | 17.1 | 1.4 | 2.3 | 3.8 |
| 600 | 2.6 | 3.9 | 6.2 | 8.9 | 14.5 | 21.0 | 1.7 | 2.8 | 4.6 |
| 800 | 2.9 | 4.6 | 7.2 | 10.4 | 16.9 | 24.8 | 2.0 | 3.3 | 5.2 |
| 1000 | 3.2 | 5.1 | 8.1 | 11.7 | 19.0 | 27.6 | 2.3 | 3.7 | 5.8 |
| 1200 | 3.6 | 5.7 | 8.9 | 12.9 | 21.0 | 30.4 | 2.5 | 4.1 | 6.4 |
| 1400 | 3.9 | 6.2 | 9.7 | 14.0 | 22.7 | 33.0 | 2.8 | 4.4 | 7.0 |

Low profile contactors with 18" tray spacing

Note: Nominal Gas Capacity (MMscfd) at operating pressure and based on 0.7 specific gravity and 100 F inlet gas temperature

TABLA 1

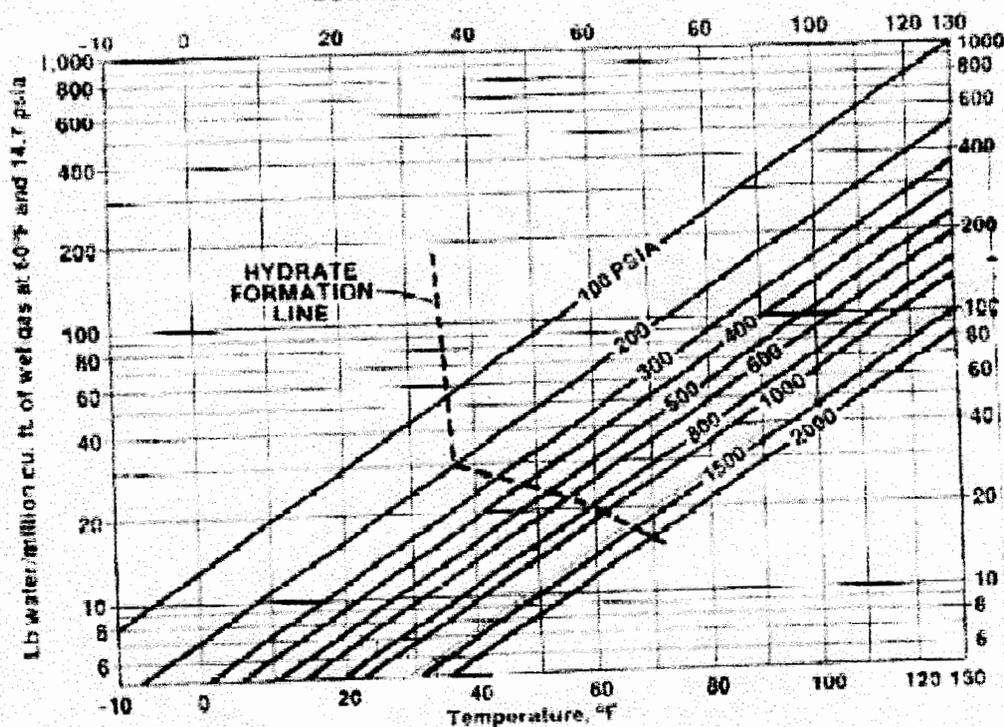
**MAX. CAPACITY-POUNDS WATER/DAY REMOVED
Glycol Reconcetrators (With Glycol Powered Pumps)**

| Reconcentrator Capacity | | Glycol Circulation Rates (Gallons of Glycol/Lb. of Water Removed) | | | | |
|-------------------------|---------------|---|------|------|------|------|
| Duty MBTU/Hr | Pump Gal./Hr. | 2.0 | 2.5 | 3.0 | 3.5 | 4.0 |
| 75 | 13 | 156 | 124 | 103 | 90 | 78 |
| 75 | 40 | 393 | 343 | 304 | 268 | 233 |
| 150 | 40 | 480 | 384 | 320 | 274 | 240 |
| 250 | 90 | 1080 | 864 | 720 | 617 | 540 |
| 375 | 210 | 1600 | 1244 | 1120 | 960 | 840 |
| 550 | 210 | 2520 | 2016 | 1800 | 1540 | 1280 |
| 750 | 450 | 4112 | 3446 | 2986 | 2604 | 2320 |
| 1000 | 680 | 5492 | 4596 | 3966 | 3472 | 3100 |
| 1500 | 900 | 8223 | 6893 | 5924 | 5090 | 4443 |

Note: Maximum capacity of reconcentrator in pounds of water per day removed, when limited by firebox capacity or pump capacity.

TABLA 2

DEW POINT OF NATURAL GAS



Water contents of natural gas. After Mc Ketta and Webb Hydrocarbon Processing

TABLA 3

FIGURA 11.- TABLAS DE REDISEÑO

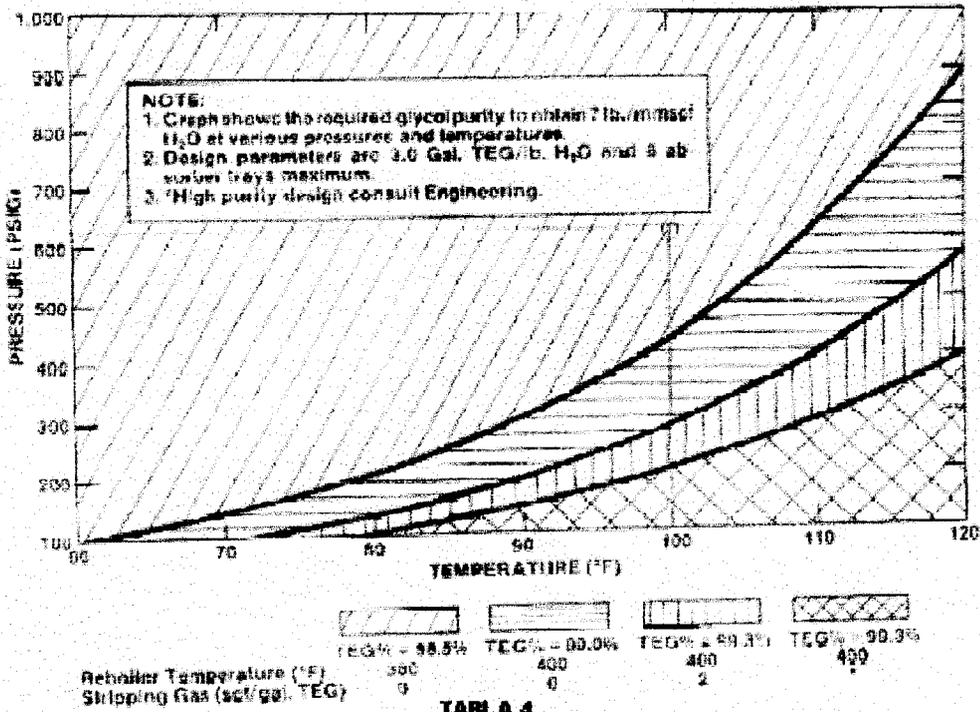


TABLA 4

GAS CAPACITY FOR PACKED COLUMN ABSORBER TOWERS
 (Based on 0.70 Sp. Gr. at 100° F)

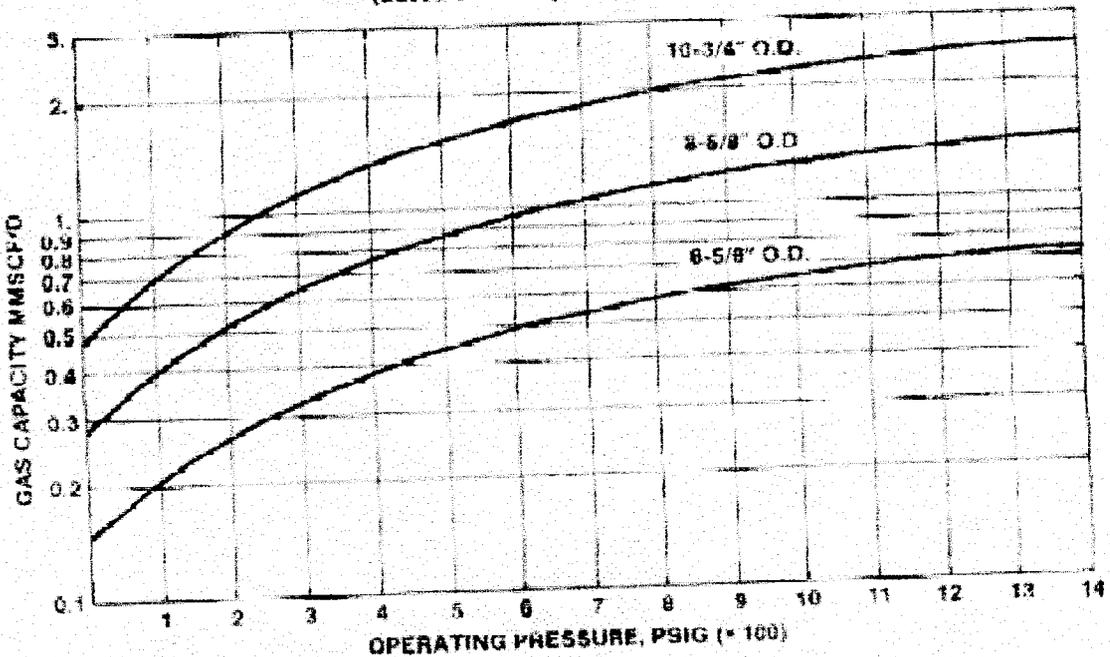


TABLA 5

FIGURA 12.- TABLAS DE REDISEÑO

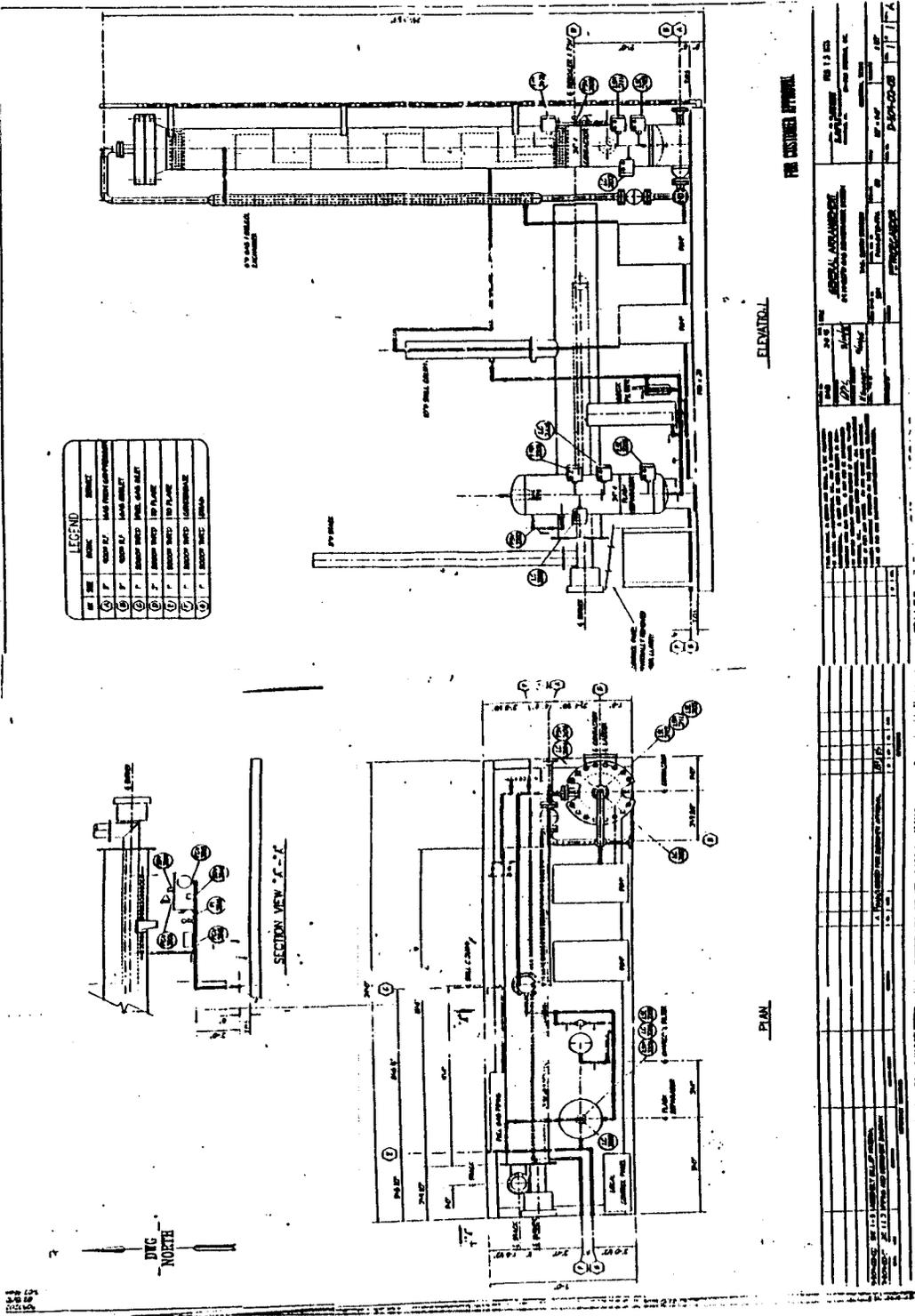


Fig. # 13.- Arreglo General de las Plantas Deshidratadoras de Gas Natural

**NOMENCLATURA DE INSTRUMENTOS DEL DESHIDRATADOR
DEL GAS (GLICOL)**

| | |
|-------------|---------------------------------------|
| AE 3117 | ELEMENTO PRIMARIO ANALISIS DE HUMEDAD |
| ASH 3117 | INTERRUPTOR ALTO INDICE DE HUMEDAD |
| BAL 357 | ALARMA DE BAJA FLAMA |
| BSL 357 | INTERRUPTOR DE BAJA FLAMA |
| HOA 341 | INDICACION DE ARRANQUE DE LA BOMBA |
| HV 3116 | VALVULA MANUAL |
| LAL 315 | ALARMA DE BAJO NIVEL |
| LC 314 | CONTROL DE NIVEL |
| LAH 3111 | ALARMA DE ALTO NIVEL |
| LCV 314 | VALVULA CONTROLADORA DE NIVEL |
| LSH 3111 | INTERRUPTOR DE ALTO NIVEL |

LSL
3113

INTERRUPTOR DE BAJO NIVEL

LG
313

MEDIDOR DE NIVEL

PDI
331

INDICADOR DIFERENCIAL DE PRESION

PCV
3513

VALVULA CONTROLADORA DE PRESION

PI
3114

INDICADOR DE PRESION

PSV
318

VALVULA DE RELEVO (SEGURIDAD)

PSC

INTERRUPTOR CONTROL DE PRESION

SDV
354

VALVULA SOLENOIDE

TAH
351

ALARMA DE ALTA TEMPERATURA

TC
353

CONTROL DE TEMPERATURA



VALVULA CONTROLADORA DE TEMPERATURA



INDICADOR DE TEMPERATURA



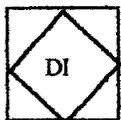
INTERRUPTOR DE ALTA TEMPERATURA



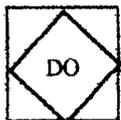
INTERRUPTOR LIMITE DE LA VALVULA (HV)



INTERRUPTOR LIMITE CERRADO DE LA VALVULA (HV)



ENTRADA AL CONTROLADOR LOGICO PROGRAMABLE



SALIDA DEL CONTROLADOR LOGICO PROGRAMABLE.

FOTOS

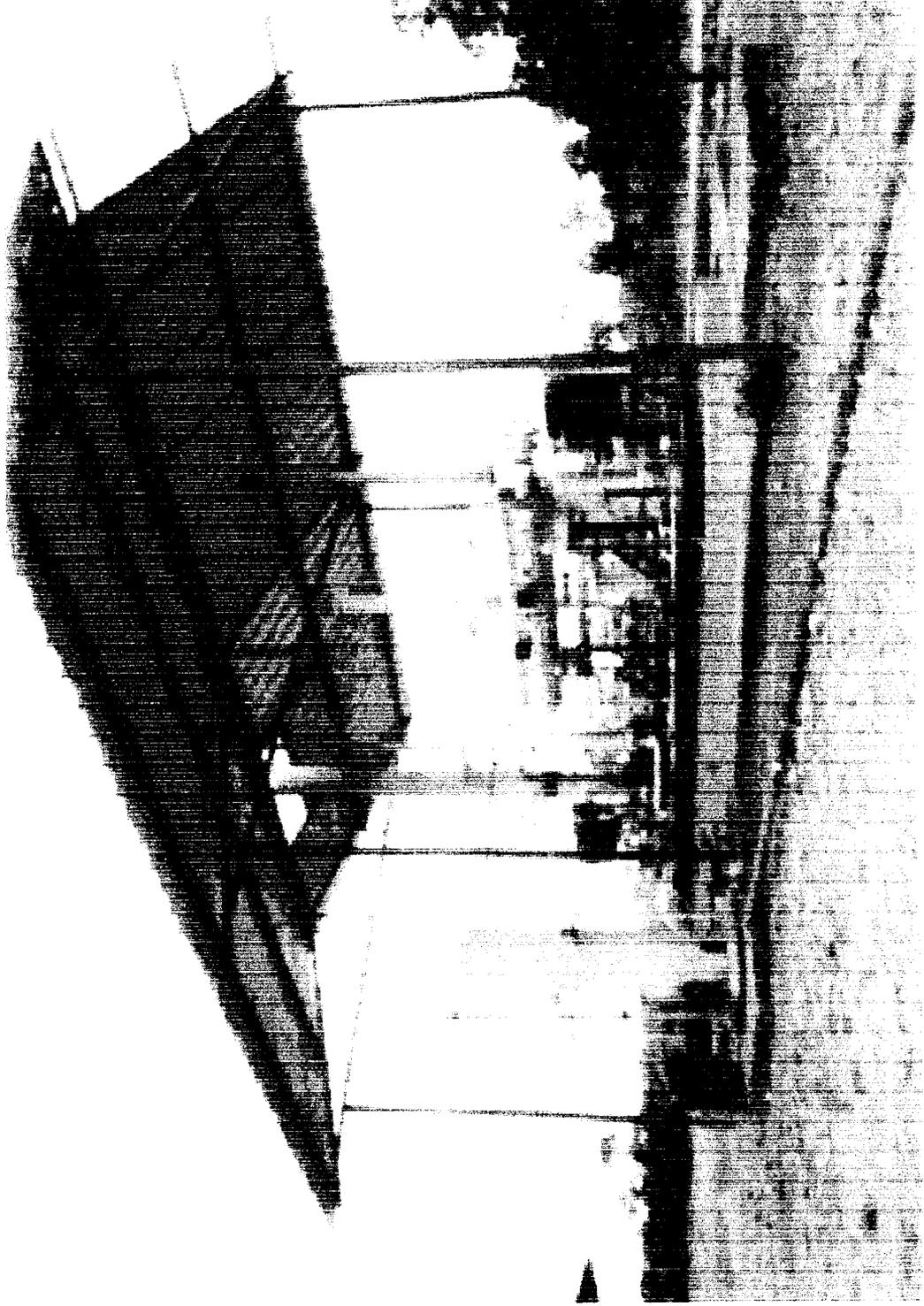


Foto # 1.- PLANTA DE D.G.N - ESTACION AGUARICO

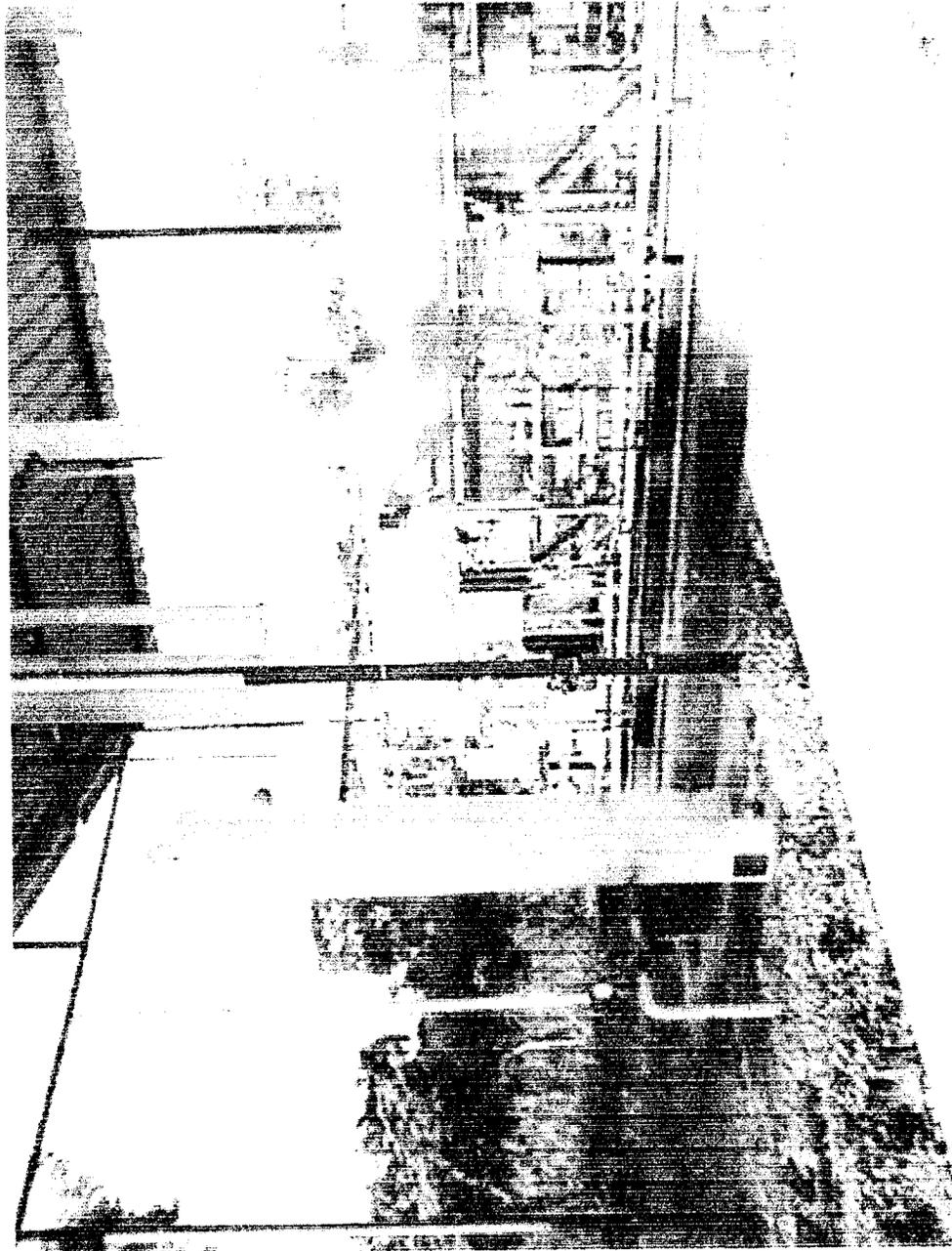


Foto # 2.- PLANTA DE D.G.N. - ESTACION NORTE

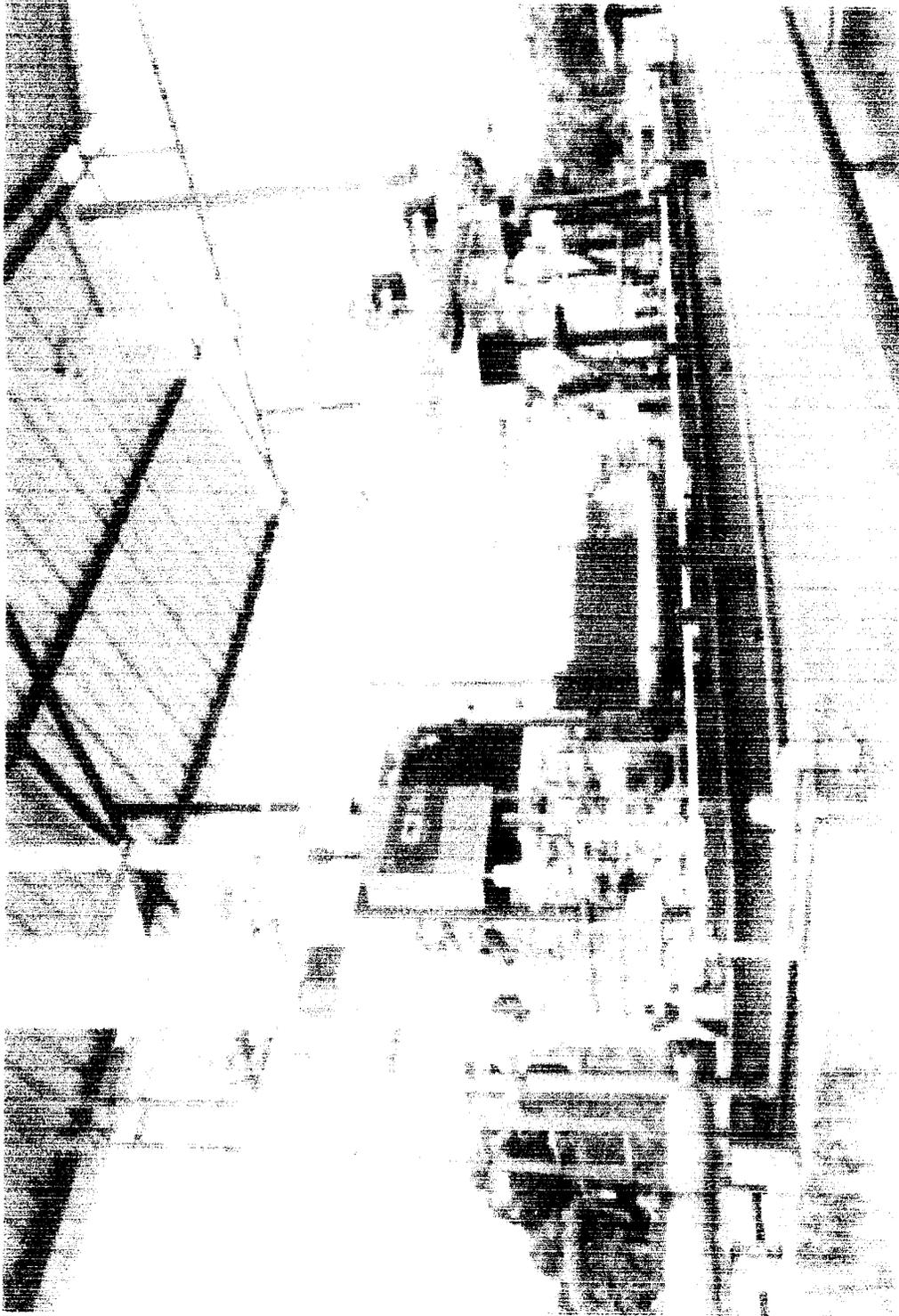


Foto # 3.- PLANTA DE D.G.N - ESTACION CENTRAL

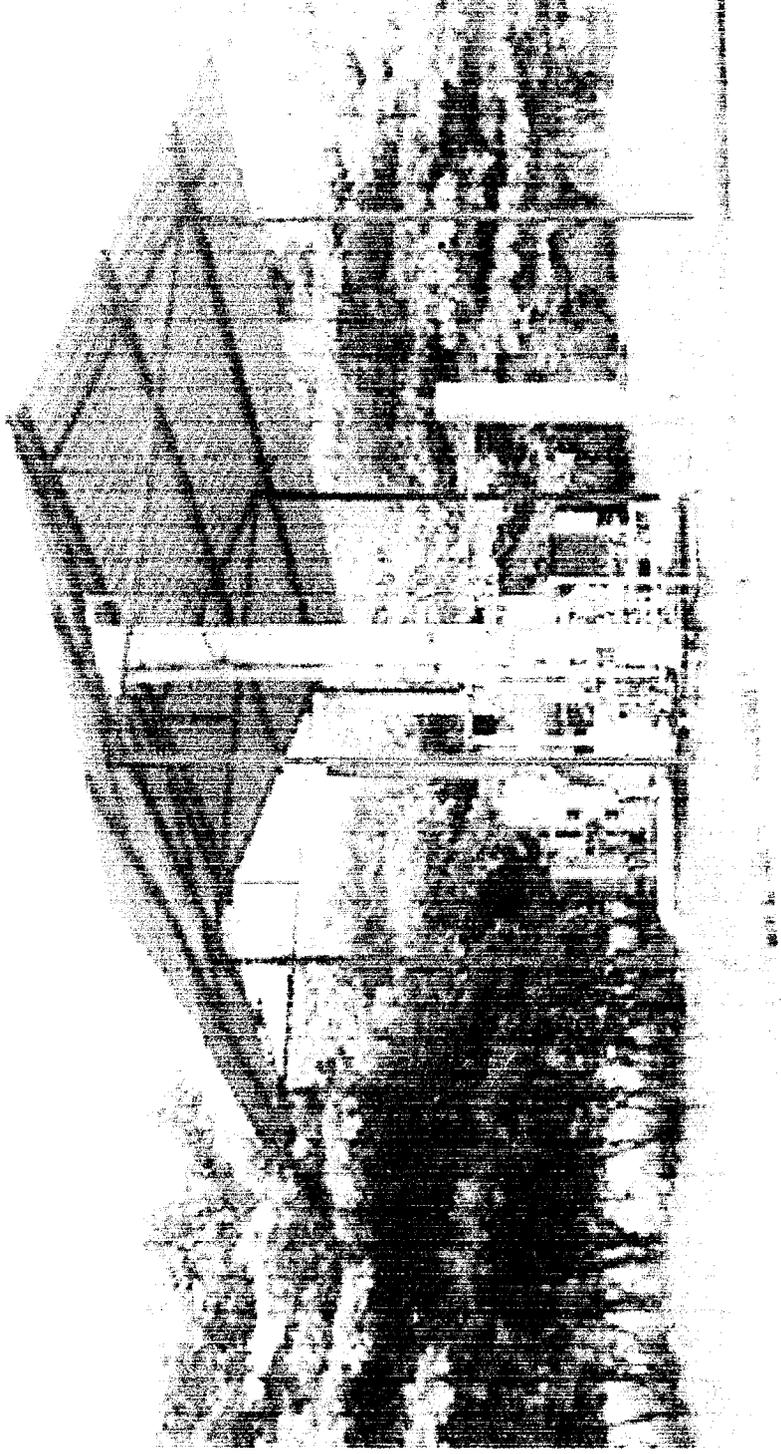


Foto # 4.- PLANTA DE D.G.N - ESTACION SUR-OESTE

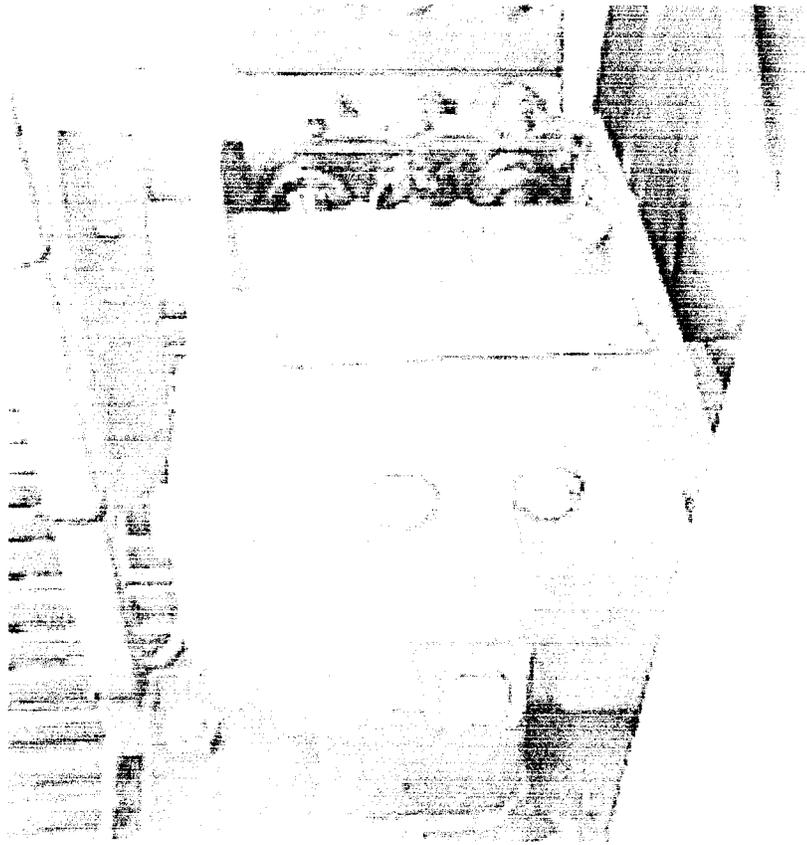


FOTO 5.- VISTA FRONTAL DE BOMBA Y PISTONES

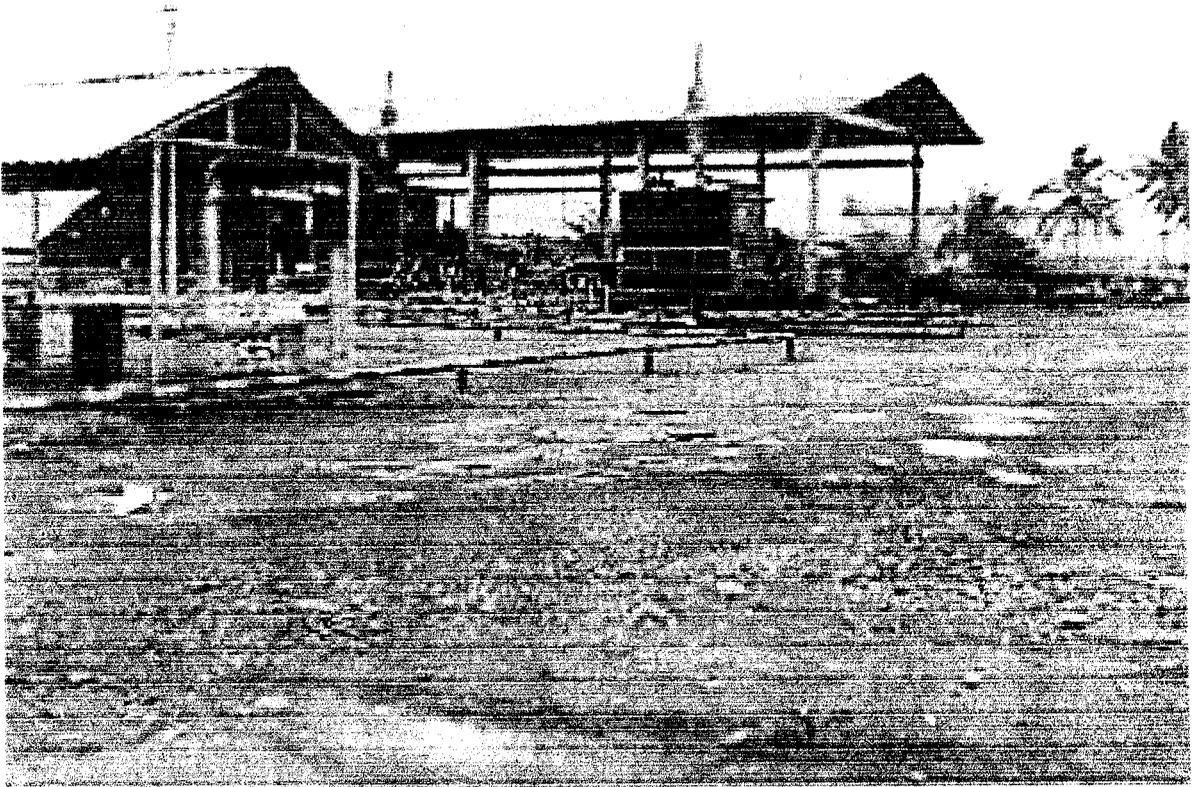


FOTO 6.- COMPRESORES - ESTACION CENTRAL

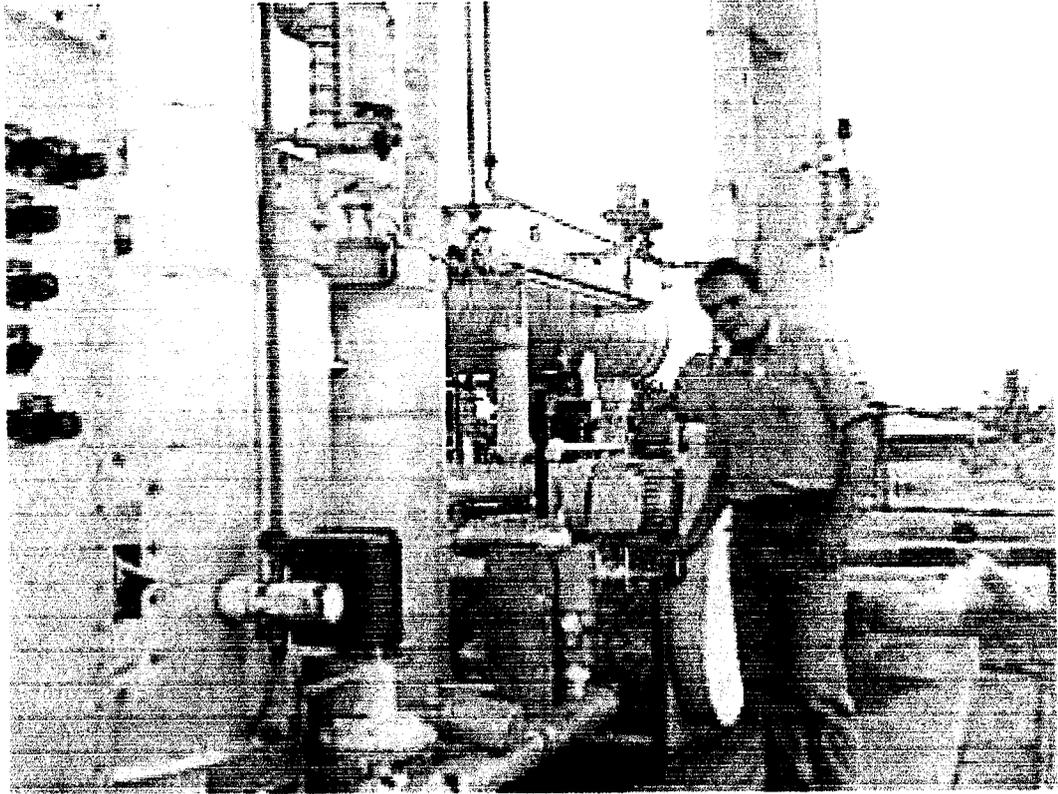


FOTO 7.- VISTA LATERAL DE LA PLANTA DE DGN