



D-21712

CIB



T
622.1828
GAR

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“Purificación y Limpieza del Gas natural usado
en Sistema de Gas Lift en la estación suroeste
del Campo Shushufindi”**

Informe Técnico

**Previo a la Obtención del Título de:
INGENIERO EN GEOLOGIA**

Presentado por:

Efraín Marcelo Garzón Flores de Valgas

Guayaquil - Ecuador

2001

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“PURIFICACION Y LIMPIEZA DEL GAS NATURAL USADO EN
EL SISTEMA DE GAS LIFT EN LA ESTACION SUROESTE DEL
CAMPO SHUSHUFINDI”**

INFORME TECNICO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO EN GEOLOGIA

PRESENTADO POR:

EFRAIN MARCELO GARZON FLORES DE VALGAS

GUAYAQUIL-ECUADOR

2001

AGRADECIMIENTO

**A LOS INGENIEROS RICARDO GALLEGOS, EDISON NAVARRETE Y
WASHINGTON VILLACIS
Supervisor, Decano y Profesor FICT.**

DEDICATORIA

A DIOS
A MIS PADRES
A MIS HIJOS
A MIS AMIGOS

TRIBUNAL DE GRADUACION



ING. EDISON NAVARRETE C.
DECANO FACULTAD DE ICT

ING. RICARDO GALLEGOS O.
SUPERVISOR

DECLARACION EXPRESA

“ La responsabilidad del contenido de este Informe Técnico, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

EFRAIN M. GARZON FLORES DE VALGAS

PURIFICACION Y LIMPIEZA DEL GAS NATURAL USADO EN EL SISTEMA DE
GAS LIFT EN LA ESTACION SUROESTE DEL CAMPO SHUSHUFINDI

EFRAIN MARCELO GARZON FLORES DE VALGAS



INDICE GENERAL

INTRODUCCION

RESUMEN

CAPITULO I

1. GEOLOGIA

1.1 GENERALIDADES

1.2 CARACTERISTICAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.3 GEOLOGIA DEL CAMPO

CAPITULO II

2. GENERALIDADES

2.1. SISTEMA DE GAS LIFT. EN QUE CONSISTE

2.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL LEVANTAMIENTO POR GAS

2.3. PROBLEMAS QUE SE HAN PRESENTADO POR EL USO DEL GAS NATURAL EN EL SISTEMA DE GAS LIFT

2.4. INCONVENIENTES PRESENTADOS EN LA OPERACION ANTES DE INSTALAR LOS COALESCERS

CAPITULO III

3. GAS NATURAL

3.1. QUE ES EL GAS NATURAL

3.2. IMPUREZAS DEL GAS NATURAL

3.2.1. PALIATIVOS PARA EL RETIRO DE ESTAS IMPUREZAS

3.2.2. CUANTIFICACION DE LAS IMPUREZAS. METODOS

3.3. ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL PARA PROCESOS DE COMPRESION

3.4. ANALISIS DEL GAS NATURAL UTILIZADO EN LA ESTACION SUROESTE DEL CAMPO SHUSHUFINDI

CAPITULO IV

4. DESARROLLO DE TECNOLOGIAS EN SEPARACION LIQUIDO – GAS

4.1. INTRODUCCION

4.2. MECANISMOS DE REMOCION

4.3. TIPOS DE SEPARADORES

4.3.1. SEPARADORES GRAVITACIONALES

4.3.2. SEPARADORES CENTRIFUGOS

4.3.3. ELIMINADORES DE NEBLINA

4.3.4. SEPARADORES DE ALABES

4.3.5. COALESCER LIQUIDO – GAS

CAPITULO IV

5. SISTEMA COALESCER

5.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA COALESCER

5.2. CALCULOS

5.2.1. DATOS OBTENIDOS EN EL CAMPO SIN EL COALESCER DESPUES DEL SCRUBBER

5.2.2. DATOS OBTENIDOS EN EL CAMPO INSTALADO EL SISTEMA COALESCER

5.3. EVALUACION DEL SISTEMA COALESCER

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCION

El sistema de gas lift en la estación Suroeste del campo Shushufindi se ha visto afectado muy seriamente por la pésima calidad del gas natural que proviene de los separadores de producción.

Los inconvenientes presentados por el gas natural que va hacia los compresores y hacia los pozos que funcionan con gas son:

Por el mal estado de funcionamiento de los separadores de producción, el gas natural se contamina con micropartículas de crudo y agua en forma de spray, aparte del gran contenido de vapor de agua que emanan debido a la alta temperatura que impide el buen rendimiento del sistema de separadores.

Estos productos llegan al scrubber donde se produce otra separación en el gas: crudo y condensado de agua, pero aun no hay buena eficiencia en la separación.

El gas natural aun no es de buena calidad e ingresa a los compresores y motores produciendo graves daños en los elementos internos de éstos equipos.

Es por esto que el presente trabajo detalla la posible solución que se puede dar para el retiro de estos comtaminantes los cuales resultan ser muy nocivos para el buen funcionamiento de motores y compresores por el daño que producen en los mismos.

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es tratar de mejorar la calidad del gas natural usado en el levantamiento artificial por gas o Gas Lift en la estación Suroeste del campo Shushufindi.

Los datos obtenidos en el campo se tomaron en base al método del capilar para determinar el contenido de crudo y condensados, además de datos de temperatura y presión.

Las cantidades del análisis del gas se determina en base de cromatografía.

Se realiza muestreo antes de colocar el sistema seleccionado y otro después.

En cuanto a los cálculos realizados se puede notar que al colocar el sistema coalescer se obtuvo los resultados deseados en cuanto a la recuperación de crudo, pero se puede determinar también que es necesario la colocación de un enfriador entre el sistema de separadores y el scrubber, con lo cual se lograría bajar la temperatura del gas por lo tanto habría una recuperación de condensados que ya no iría en la corriente de gas hacia los scrubber y luego no pasaría al sistema coalescer con lo cual se lograría una mejor calidad de gas para los compresores.

CAPITULO I

1. GEOLOGIA

1.1 GENERALIDADES

El campo Shushufindi se encuentra ubicado en la cuenca Oriente del Ecuador a una distancia de 250 kilómetros al Este de Quito.

Existen 119 pozos perforados y 59 pozos en producción.

En la estación suroeste de Shushufindi en la actualidad están 10 pozos en funcionamiento con una producción de gas de 1501 MPCPD a diciembre/2000, con un GOR de 181 PCN/BP y un corte de agua de 59%. Hay 3 pozos de bombeo neumático y 7 pozos de bombeo electrosumergibles con una producción total de crudo de 8400 B/D.

En el campo Shushufindi desde el inicio de la producción hasta la fecha existen pozos que producen en forma conjunta de los dos yacimientos: Arena U= 21; Arena T= 23 y U+T son 15 pozos.

Según los registros eléctricos se demuestra que los valores de espesor saturado de petróleo disminuye en los dos yacimientos; en U por efecto de arcilla y en T por bioturbación.

El volúmen total de petróleo in situ fue de 3200 millones de barriles. Estos valores se obtuvieron como la relación del espesor saturado de petróleo multiplicado por la porosidad y por la saturación de petróleo y éste resultado relacionado con el área del yacimiento.

El factor de recobro (FR) está relacionado a la tasa de producción de petróleo y agua, el número de pozos, la presión, los mecanismos de levantamiento artificial, los mismos que deben de ser evaluados anualmente para actualizar el FR.

Las reservas de petróleo son el resultado de la determinación del volumen del petróleo in situ multiplicado por el factor de recobro. Se han recuperado el 81% de T y el 80% de U o sea que las reservas remanentes son del 19% de T y el 20% de U.

1.2 CARACTERISTICAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Características de los yacimientos	Napo U	Napo T
Profundidad promedio (pie)	9150	9350
Espesor promedio (pie)	36	44
Gravedad API	30	31
RGP (PCN/BP)	250	350

Características de los campos	Shushufindi	Aguarico
No. De pozos perforados	112	10
No. De pozos productores	59	2
No. De pozos reinyectores	8	1
No. De pozos de bombeo hidráulico	3	1
No. De pozos de bombeo eléctrico	41	1
No. De pozos de gas lift	15	0
Producción diaria de petróleo (bls)	64900	2100
Tipo de estructura del yacimiento	Anticlinal	Anticlinal

Ambiente de depósito	Marino	Marino
Tipo de acuífero	Lateral	Lateral
Tipo de roca	Arenisca	Arenisca

1.3 GEOLOGIA DEL CAMPO

El campo Shushufindi Aguarico se encuentra ubicado al Este de la cuenca cretácea Napo en el oriente ecuatoriano y limitado al Norte por los campos Atacapi y Libertador, al Sur por los campos Limoncocha y Pacay, y al Oeste por el campo Sacha y las estructuras Eno, Ron y Vista y al Este por el río Aguarico

El yacimiento Shushufindi Aguarico consiste de areniscas de barra de desembocadura de alta calidad, con una tendencia Norte-Sur.

El campo está rodeado por un acuífero de acción infinita, sin embargo, el influjo del acuífero está parcialmente restringido por una pobre calidad y adelgazamiento de arenas al Este y Oeste.

La estructura del campo Shushufindi Aguarico se la define como un anticlinal fallado de tendencia Norte Sur de 35 Km de largo y 12 Km de ancho en la parte más amplia, de edad cretácica y los yacimientos se encuentran en la parte inferior de la formación Napo.

Los yacimientos U y T del campo Shushufindi Aguarico están formados de una arenisca de alta calidad, que tienen buena porosidad y permeabilidad principalmente en el área central.

Los cuerpos arenosos de los dos yacimientos tienen una potencia muy grande que sobrepasa los 200 pies en cada uno.

El principal problema en la arenisca U es el cemento arcilloso que reduce un poco las propiedades de roca reservorio.

En la arenisca T, el detalle que se puede observar es la determinación de dos facies:

- La parte inferior del cuerpo arenoso T es poroso, permeable y contiene hidrocarburos, presenta una fase erosiva, un relleno de arenas limpias con estratificación cruzada terminando con depósitos más finos como arcillas que es típico de una secuencia característica de depósito de arena de playa.
- Y en la parte superior del cuerpo arenoso T, existe bioturbación intensa, la arenisca es de grano fino con los poros rellenos por limo o arenisca de grano mas fino y posible cementación de cuarzo, totalmente estéril de petróleo, lo que nos indica un ambiente deposicional estuarino y no deltaico. Por esta razón el petroleo se encuentra acumulado únicamente en la facie inferior.

Según las correlaciones se nota que el desarrollo de la arenisca T inferior es mas uniforme que la arenisca U inferior. La arenisca U tiene una apreciable variación litológica principalmente hacia el oeste del campo, de ésta manera se explica la diferencia de eficiencia de producción de petróleo en esta zona.

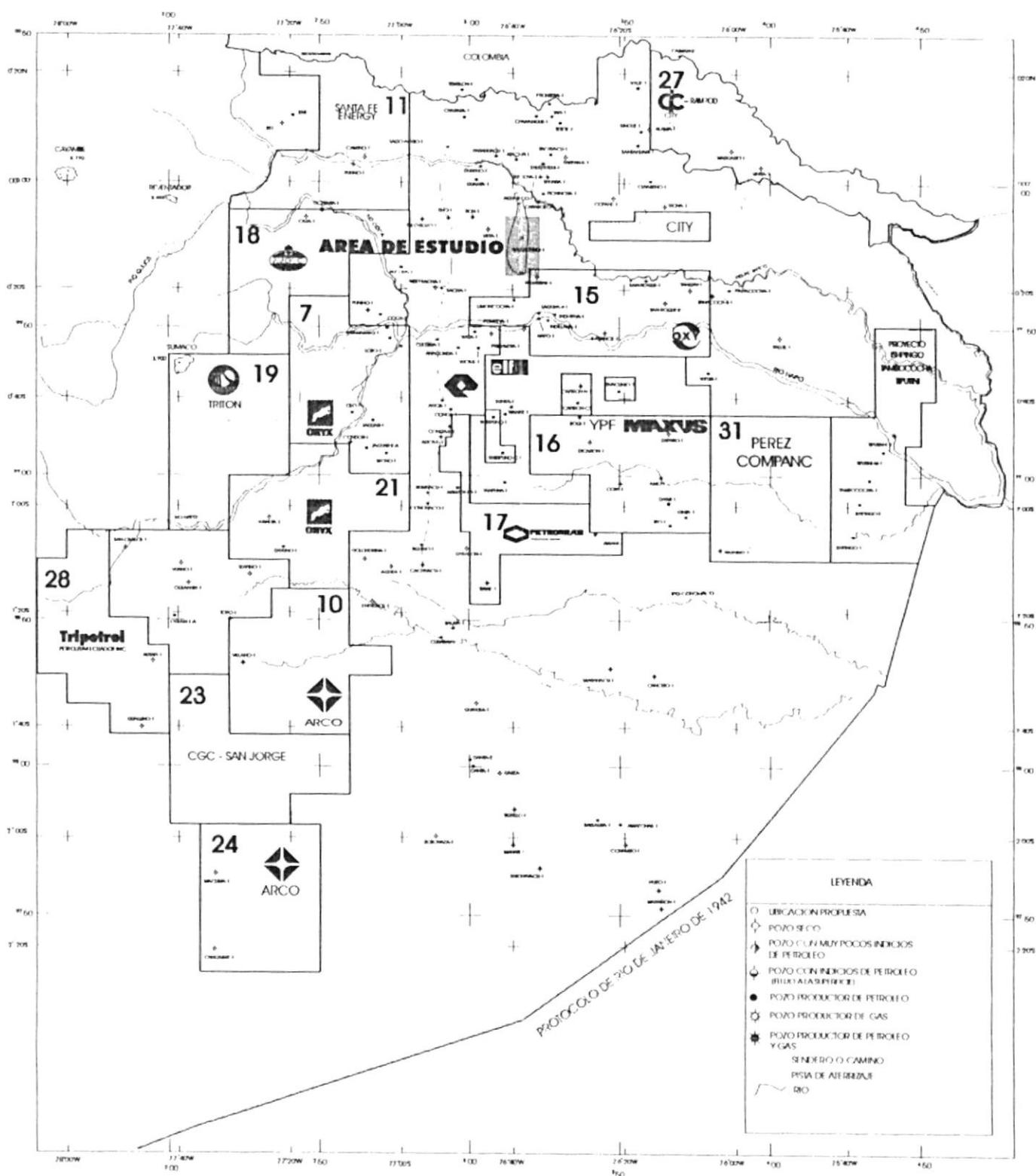
		PERU	ECUADOR	M.Y.B.P.	
C E N O Z O I C	T E R T I A R Y	PLEIST.	CORRIENTES	MESA	
		PLIOCENE	IPURURO	CHAMBIRA	
	MIOCENE	UP. PUCA	ARAJUNO	5.0	
			CHALCANA	16.0	
	OLIG	POZO	ORTEGUAZA	23.7	
	EOC. PALEOC.	L. PUCA		TIYUYACU	36.6
				TENA	57.8
	M E S O Z O I C	MAESTR.			74.5
		CAMP. SANT.			78.0
		CON.			
TUR.		CHONTA		NAPO	88.0
CENO.					91.0
ALB.		CUSHABATAY		HOLLIN	100.5
JURASSIC			SARAYAQUILLO	CHAPIZA	115.0
TRIASSIC		PUCARÁ GP	SANTIAGO		
P A L E O Z O I C	PERMIAN	MITU GP			
	PENN.	COPACABANA / TARMA GP	MACUMA		
	MISS.	AMBO GP.			
	DEV.	CABANILLAS GP.	PUMBUISA		

PETROAMAZONAS

STRATIGRAPHIC COLUMN
OF THE ORIENTE BASIN

SCIENTIFIC SOFTWARE INTERCOMP
TECNIE CIA LTDA

FIGURE 1.2



MAPA INDICE
REGION AMAZONICA
ZONA INTERPRETADA AREA SHUSHUFINDI
 (AREA SOMBREADA)

CAPITULO II

2. - GENERALIDADES

2.1 SISTEMA DE GAS LIFT. EN QUE CONSISTE.

El sistema de gas lift es un tipo de levantamiento artificial que 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 diferentes profundidades de acuerdo a las condiciones del pozo.

El gas que se inyecta sale de los compresores de alta presión (+/- 1500 psi) y por tubería se distribuye a los pozos.

La operación de gas lift consiste en la inyección controlada de gas de alta presión dentro de la columna de fluido para aligerarla y alivianar la resistencia que ésta le causa a la formación.

Una de las causas para utilizar el sistema de gas lift es la falta de presión en el yacimiento. Sin ésta presión no hay fuerza suficiente para empujar el petróleo hacia arriba a través de la tubería de producción.

Otra causa de que cese el flujo natural del pozo es el aumento de la cantidad de agua en el petróleo. Cuando aumenta la producción de agua del yacimiento, se necesitará de una mayor presión para levantar la columna de fluido. Esto se debe a que el agua es más densa que el petróleo.

El sistema de gas lift puede ser utilizado en flujo continuo o intermitente. El levantamiento artificial de gas utilizado en Shushufindi es de flujo continuo.

El flujo intermitente se utiliza para pozos que producen a ratas bajas.

El flujo continuo se usa para pozos con ratas altas donde el flujo continuo puede ser mantenido sin excesiva cantidad de inyección de gas.

Planificando la instalación de gas lift el ingeniero selecciona: el tipo de válvula que necesita, el punto donde debe de ser colocada cada válvula para que dé los resultados deseados para la producción de petróleo.

Los componentes del sistema de gas lift son:

- a. Planta de compresión,
- b. Líneas de distribución: estación y pozos,
- c. Control de superficie: válvula reguladora de flujo (VRF), Barton y medidor de orificios (Daniels).
- d. Equipo de subsuelo: mandriles y válvulas de gas lift.

Para que el sistema funcione normalmente se necesita una buena calidad de gas, es decir seco y sin impurezas sin presencia de crudo y partículas sólidas.

2.2- VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL LEVANTAMIENTO POR GAS

VENTAJAS

- a. Los costos iniciales del equipo de subsuelo son bajos,
- b. Las instalaciones de gas lift pueden ser diseñadas para levantar algunos cientos de barriles por día.
- c. La rata de producción puede ser controlada desde la superficie,

- d. La arena que produce el fluido no afecta los equipos en la instalación de gas lift,
- e. El levantamiento por gas no es afectado por desviación del pozo,
- f. Los costos operativos son relativamente bajos,
- g. El levantamiento por gas sirve para modificar las cantidades presentes de gas en el fluido producido,
- h. Los mayores items de equipos en el sistema de gas lift son instalados en superficie donde puede ser fácilmente inspeccionados, reparados y mantenidos.

DESVENTAJAS

- a. El gas corrosivo puede aumentar el costo en la operación de gas lift.
- b. Es necesario tratar el gas durante su uso.
- c. El aumento de la producción de agua del yacimiento hace que sea ineficiente el método de gas lift para levantar la columna de fluido.

2.3.- PROBLEMAS QUE SE HAN PRESENTADO POR EL USO DEL GAS NATURAL EN EL SISTEMA DE GAS LIFT

De las muestras realizadas se puede notar que existe petróleo y agua luego del scrubber de la estación Suroeste.

Según las características propias del acero que constituye el extractor de niebla (mist extractor) solamente sirve para retener partículas de agua, una vez que se han contaminado con petróleo disminuye de una manera drástica la eficiencia, debido a la contaminación por las impurezas. Para evitar este inconveniente se debe de revisar el estado interno de los componentes de los separadores de producción para impedir la salida de cantidades grandes de crudo y condensado en la corriente de gas.

Los scrubbers son dispositivos que sirven únicamente para retener las impurezas líquidas que arrastra el gas, pero la humedad o vapor de agua se puede eliminar por enfriamiento.

El contenido de agua ($\text{LBSH}_2\text{O/MMPCD}$) puede estar en estado de vapor o condensado.

La presencia de agua es un elemento perjudicial en los procesos de compresión y, con la presencia de CO_2 , se torna en un producto altamente corrosivo, llegando a dañar el material que se encuentre en contacto con él, especialmente en la fase húmeda.

El gas que sale del separador contiene crudo flasheado (BLS/MMPCD), agua condensada y sólidos en suspensión (asfaltenos).

La presencia de éstos productos hacen que existan incrustaciones y depósitos de éstos materiales en mezcla, que se adhieren a las paredes de los recipientes que los contienen o transportan y también en válvulas de paso, por lo que es necesario separar por medio de scrubber, filtros o coalescers para que éstos productos no pasen a los compresores o motores.

En el caso de que se utilice gas con las impurezas producen lo siguiente:

En el motor: daño de válvulas, bujías, rines y pistones,

En el compresor: daño en válvulas, rines y pistones.

Con éstos problemas que se dan por la cantidad de impurezas en el gas natural, la vida útil de los motores y compresores se reduce, lo cual obliga a realizar mayor número de overholes y mantenimientos, repercutiendo esto en las bajas continuas de producción de crudo.

Los daños que éste gas produce en los equipos de instrumentación es que los taponan e impiden que las mediciones sean las correctas y que tengan valores alterados.

2.4. INCONVENIENTES PRESENTADOS EN LA OPERACION ANTES DE INSTALAR LOS COALESCEDORES

Antes de instalar el sistema coalescer se realizó la instalación del scrubber para hacer la separación del crudo flasheado y el vapor de agua para que el gas natural salga más rico hacia los compresores.

Al realizar las mediciones de crudo y agua en el gas, se determina que el scrubber tiene una eficiencia $< 20 \%$, lo que nos indica que con este dispositivo no se consigue un gas de buena calidad para el trabajo de los compresores.

Se nota también que al recibir con mayor temperatura los gases del separador la eficiencia sufre una disminución, por lo que es necesario el enfriamiento del gas para lo cual se debe de instalar un enfriador entre el tren de separadores y el scrubber.

CAPITULO III

3. EL GAS NATURAL

3.1 QUE ES EL GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos parafínicos o nafténicos con un número de carbonos inferior a 8, además de otros constituyentes de bajo peso molecular, que forman un yacimiento en las cuencas sedimentarias.

El gas natural es otra reserva de productos químicos, se halla en bolsas en la corteza terrestre y con frecuencia junto al petróleo; ambos se han formado por descomposición de materia orgánica.

El componente principal del gas natural es el metano (CH_4), cuyo contenido va del 50 al 94 %; contiene además etano, propano, butano, nitrógeno y dióxido de carbono.

El gas natural se emplea como combustible para usos industriales y domésticos y para obtener productos petroquímicos.

3.2. IMPUREZAS DEL GAS NATURAL

El gas como viene del yacimiento contiene una variedad de compuestos indeseables como: H_2S , CO_2 , agua crudo, parafinas, asfalto, sulfuros de hierro que si no son tratados antes de la entrada de los compresores producen muchos inconvenientes en su operación.

Además por el mal funcionamiento de los separadores pueden presentarse crudos, parafinas, asfalto, sulfuros de hierro etc.

3.2.1. PALIATIVOS PARA EL RETIRO DE ESTAS IMPUREZAS

El crudo sale hacia los separadores con agua y gases, y en estos se produce la separación de los mismos.

Crudo y agua vienen como impurezas en el gas, y es necesario hacer una remoción efectiva del líquido del gas para prevenir problemas en los compresores.

En una primera instancia se colocó el scrubber dando como resultado una eficiencia < 20% de remoción de condensados de agua y con un 75% de remoción de crudo. Este sistema ayuda en la separación del líquido de los gases, pero es necesario instalar otro dispositivo para que trate de eliminar en mayor cantidad el crudo y agua que van transportados en el gas.

Las impurezas que llegan al compresor se deben también al mal funcionamiento de los separadores de producción los cuales se encuentran en mal estado.

3.2.2. CUANTIFICACION DE LAS IMPUREZAS. METODOS

a. Cromatografía. Por la cual podemos saber la composición química del gas natural que ingresa en la estación SSFD Suroeste.

Conocida la composición del gas, tenemos la oportunidad de calcular ciertas condiciones físicas como: gravedad específica, peso molecular, densidad, capacidad calorífica, viscosidad, factor de compresibilidad.

b. Filtros para determinar porcentajes de sólidos.

c. Toma directa mediante capilares. Se utiliza capilar, manómetro, llave de paso y se pone una gasa en la boca del capilar, para coalescencia del crudo flasheado, y es colocado dentro de una probeta donde se cuantifica en el tiempo.

d. Método del Sensodyne. (Medir temperatura) Rytex.

Para las mediciones se escogió el método de toma directa mediante capilares.

3.3 ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL PARA PROCESOS DE COMPRESION

Según las especificaciones de los fabricantes de motores, compresores y turbinas de las casas RRUSTON, WAKESHA, WHITE SUPERIOR e INGERSOL RAND se pueden determinar algunas condiciones del gas natural para utilizarlo en procesos de compresión y como combustible en motores.

En el cuadro adjunto se encuentra el detalle aproximado de los requerimientos del gas natural en cuanto a la calidad mínima y máxima necesaria.

Las especificaciones de las casas constructoras para el gas que debe de usarse en la succión de los compresores son las siguientes:

Gravedad específica	0.967
Licuales	0.5 - 1 G.P.M
Peso molecular	28 - 29
Capacidad calorífica	> 1000 BTU / SCF
Temperatura de flujo	90 – 100 F
Presión de flujo	26 – 30 PSI
Factor de compresibilidad	0.998
Viscosidad	0.0090 CPS
Humedad	< 150 – 200 Lbs H ₂ O / MMPCD
Contenido de crudo	0
Condensado (H ₂ O)	< 1 BLD / DIA
% CO ₂	< 10

3.4 ANALISIS DEL GAS NATURAL UTILIZADO EN LA ESTACION SUROESTE DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Según análisis físico químico del gas natural que se utilizó en la estación suroeste del campo Shushufindi los datos encontrados son los siguientes:

Gravedad específica	1.0002
Licuales	3 – 6 G.P.M.
Peso molecular	29
Capacidad calorífica	1176 BTU / SCF
Temperatura de flujo	127 F
Presión de flujo	27 PSI
Factor de compresibilidad	0.991
Viscosidad	0.0094 CPS
Humedad	3800 Lbs H ₂ O / MMPCD
Contenido de crudo	0.48 BLS / DIA
Condensado (H ₂ O)	5.69 BLS / DIA
% CO ₂	19

Al observar las cantidades de estos parámetros encontrados en el gas que se utiliza en la estación suroeste del campo Shushufindi se puede notar que se encuentran fuera de especificaciones para ser usados en procesos de compresión y levantamiento artificial por gas.

Según los datos obtenidos en el campo se puede observar que el gas sale de los separadores con presión de 27 psi y 127 F de temperatura, de lo cual se puede obtener de condensados

(H₂O_c) 5.69 barriles / día y 0.48 barriles / día de crudo, que son cantidades altas que salen del separador lo que nos indica que no hay buen funcionamiento de los mismos.

Este gas se utiliza para efectos de compresión.

A continuación detallaremos los parámetros:

GRAVEDAD ESPECIFICA

Parámetro que caracteriza cuan liviano o pesado es el gas por unidad de volumen (Peso específico / volumen). En nuestro caso es mayor que lo especificado.

Esto provoca un mayor esfuerzo de la máquina de acuerdo al diseño lo que podría provocar posibles roturas de ejes, rines y daños en el cigueñal.

LICUABLES

Estos son condensados de hidrocarburos livianos o agua condensada expresada en galones por minuto (G.P.M)En nuestro caso es mayor que lo especificado.

Esto produce mayor trabajo de control automático de retiro de condensados en scrubbers de succión e interetapas.

Por falla en el control automático de alto nivel los condensados pueden llegar a las cámaras de compresión rompiendo las mismas con efecto explosivo.

Por diferencia de la velocidad media de las moléculas de la fase gaseosa y líquida puede producirse rotura de los cuellos de las botellas y desalineamiento del compresor, reductor y motor.

PESO MOLECULAR

Peso de todas las moléculas que tiene el gas por unidad de volumen.

En nuestro caso está dentro del rango.

Si fuera mayor tendría los mismos efectos que los de la gravedad específica.

CAPACIDAD CALORIFICA

Es la cantidad de calor que produce un aumento en un gramo de sustancia.

Para efectos de compresión no es importante.

TEMPERATURA Y PRESION

La temperatura se encuentra fuera de especificaciones (127 F) por lo cual es necesario la instalación de un enfriador a la salida de los separadores para que halla una mayor recuperación de agua y condensados.

La presión se encuentra dentro del rango (27 psi).

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

En los gases reales la compresibilidad es función de la presión y de la temperatura y se desvía apreciablemente de la unidad.

Valores de $Z < 1$ significan que el gas es más compresible que el gas ideal y valores de $Z > 1$ indican que el gas es menos compresible que el gas ideal.

En nuestro caso es menor que lo especificado (0.991).

Este parámetro es fundamental para cálculo y diseño de la máquina, además nos da una relación entre lo succionado y lo comprimido.

Se observa factores de compresibilidad menores a lo requerido debido a componentes adicionales ajenos al gas, dando como resultado bajos volúmenes de comprimido.

VISCOSIDAD

Es la capacidad de fluir mediante la aplicación de una fuerza.

En nuestro caso es mayor que lo especificado (0.0094).

Si la viscosidad del gas natural aumenta, la máquina realiza un esfuerzo adicional sobrepasando el rango de diseño, produciendo roturas en los elementos que producen energía cinética y dinámica.

HUMEDAD

Contenido de agua en libras por cada millón de pies cúbicos de gas por día. Puede ser en estado de vapor o condensado (fase líquida).

En nuestro caso se encuentra fuera de especificaciones (3800).

La presencia de agua, ya sea en estado de vapor o en estado líquido constituye un elemento extraño y muy dañino en los procesos de compresión.

Este elemento cambia en un ciento por ciento las características físico químicas del gas natural ya indicadas anteriormente; con la presencia de CO₂ se torna en un producto altamente corrosivo dañando todo el material que se encuentra en contacto con él.

Como daños produce:

- Alto grado de corrosión
- Desalineamiento del compresor, reductor y motor
- Produce golpe de ariete cuando existe vaporización violenta de agua en los puntos calientes.
- Desgaste rápido de válvulas de succión y descarga
- Desequilibrio total del compresor
- Rotura de elementos por corrosión

CRUDO FLASHEADO O CONTENIDO DE CRUDO

Contenido de crudo en barriles por cada millón de pies cúbicos de gas por día.

Es otro elemento extraño en los procesos de compresión. La presencia de este producto ocasiona graves daños en casi todo el sistema de compresión.

En nuestro caso es exageradamente alto el contenido de crudo flasheado en el gas a comprimirse (0.48 BLS/DIA).

Esta cantidad alta de crudo produce los siguientes efectos:

- Carbonización de válvulas de succión y descarga en todas las etapas, lo que produce cambios continuos de éstos.
- Carbonización de cabezotes y daños en rines
- Acumulación de carbón en los puntos muertos calientes
- Presencia de crudo e hidrocarburos livianos en los scrubbers de interetapa e incluido la cuarta y descarga
- Paros continuos del compresor por incremento de temperatura y presión en las interetapas
- Carbonización en los elementos de ignición.

CONTENIDO DE CO2

Este elemento se expresa en porcentaje.

Es un producto que debe de ser totalmente ajeno en el gas a comprimirse.

La presencia de CO2 acelera los procesos de corrosión, produciendo daños graves e irreversibles en máquinas y en el material que est en contacto con él. En presencia de humedad duplica su agresividad.

Además pone en riesgo las instalaciones por roturas intempestivas de líneas y accesorios por efectos de corrosión.

Por todo lo antes indicado se recomienda instalar un sistema de filtración adecuado con el propósito de mejorar la calidad del gas natural a ser usado en los procesos de compresión.

De ésta manera reduciremos notablemente el deterioro de las máquinas se bajarán considerablemente las pérdidas de producción debido a las continuas paradas de estos sistemas por daños en los mismos.

CAPITULO IV

4. DESARROLLO DE TECNOLOGIAS EN SEPARACION LIQUIDO – GAS

4.1 INTRODUCCION

Remover líquidos y sólidos de una corriente de gas es muy importante en las aplicaciones del procesamiento de gas.

La remoción efectiva de estos contaminantes pueden prevenir problemas desagradables en los equipos de compresión, turbinas y quemadores.

En los compresores que usan aceite para lubricar los cilindros, el aceite lubricante dentro de la descarga de gas causa contaminación en la corriente de gas. Una fina película de hidrocarburo depositada en los intercambiadores de calor disminuye la eficiencia de los intercambiadores incrementando el consumo de energía y creando un riesgo de puntos calientes y produciendo goteos.

Algunas tecnologías están disponibles para la remoción de sólidos y líquidos de los gases y describiremos las siguientes para la separación de gas/líquido.

- Separadores gravitacionales
- Separadores centrífugos
- Separadores de álabes
- Platos de eliminación de neblina
- Coalescens líquido/gas

4.2 MECANISMOS DE REMOCION

Es importante que entendamos los mecanismos usados para la remoción de líquidos y sólidos de los gases. Estos pueden ser divididos en cuatro diferentes categorías:

La primera que tenemos que entender es la sedimentación o decantación por gravedad, esto ocurre cuando el peso de una gota o partícula exceda el arrastre creado por el flujo de gas.

El segundo y eficiente mecanismo es la separación centrífuga que ocurre cuando la fuerza centrífuga excede el arrastre creado por el flujo de gas. La fuerza centrífuga puede ser algunas veces más grande que la fuerza gravitacional

El tercer mecanismo de separación es llamado impacto inercial, esto ocurre cuando un gas pasa a través de una red que son como fibras y barreras de choque. En este caso la corriente de gas sigue un recorrido tortuoso alrededor de estos obstáculos donde las gotas de sólidos y líquidos tienden a ir en caminos rectos impactando estos obstáculos. Las partículas o gotas con bajas velocidades coalescen y eventualmente caen al fondo del recipiente o son atrapadas en medio de las fibras.

Y finalmente un cuarto mecanismo de separación ocurre con pequeños aerosoles (<0.1 mm) llamada intercepción difusional. Este mecanismo tiene lugar cuando pequeños aerosoles colisionan con moléculas de gas. Esta colisión causa que el aerosol sea desviado del recorrido del flujo del fluido alrededor de las barreras incrementando los choques de los aerosoles en la superficie de las fibras y luego son removidos.

4.3 TIPOS DE SEPARADORES

4.3.1 SEPARADORES GRAVITACIONALES

En un separador de gravedad fuerzas gravitacionales controlan la separación.

La disminución de la velocidad del gas y la longitud del tamaño del recipiente que lo contiene hacen más eficiente la separación. El tamaño y la longitud del recipiente requerido para la decantación en los separadores gravitacionales, son raramente diseñados para remover gotas más pequeñas de 300 micrones. Estos separadores son típicamente usados para separar volúmenes o como una primera etapa del scrubber.

Los separadores de gravedad no son recomendados como la sola fuerza de remoción si una alta eficiencia es requerida. Fig. 1

4.3.2 SEPARADORES CENTRIFUGOS

En los separadores centrífugos o ciclónicos, las fuerzas centrífugas pueden actuar como una fuerza en un aerosol y como una fuerza algunas veces más grande que la gravedad. Generalmente los separadores ciclónicos son utilizados para remover aerosoles más grandes que 10 μm en diámetro y tienen propiedades de clasificador (calibrador) ciclónico; puede tener una eficiencia razonable de remoción de aerosoles inferior a 10 μm . Fig. 2

4.3.3 ELIMINADOR DE NEBLINA (MIST ELIMINATORS)

El mecanismo de separación de los platillos del eliminador de neblina es el impacto inercial. Típicamente, los platillos de los eliminadores de neblina, consisten en fibras o redes que pueden remover gotas inferiores a 1-5 μm , pero el recipiente que los contiene es relativamente grande para que puedan operar a bajas velocidades previniendo el rearrastre del líquido. Fig. 3

4.3.4 SEPARADORES DE ALABES (FILTER VANE SEPARATORS)

Los separadores de álabes o paletas son simplemente una serie de deflectores (baffles) o platos contenidos dentro de un recipiente. El mecanismo controlando la separación es otra vez el impacto inercial. Los separadores de álabes son sensitivos a cambios de grandes velocidades lo que produce un cambio en la eficiencia; generalmente puede operar a más altas velocidades que los eliminadores de neblina, principalmente porque un drenaje más efectivo del líquido reduce el rearrastre del líquido. Sin embargo el camino extenso entre los baffles constituyen un recorrido tortuoso. Los separadores de álabes pueden remover partículas o gotas grandes (10 μm o más). A menudo los separadores de álabes son usados como acoples de los recipientes de platillo de los eliminadores de neblina cuando la velocidad del gas excede a la velocidad del diseño. Fig. 4

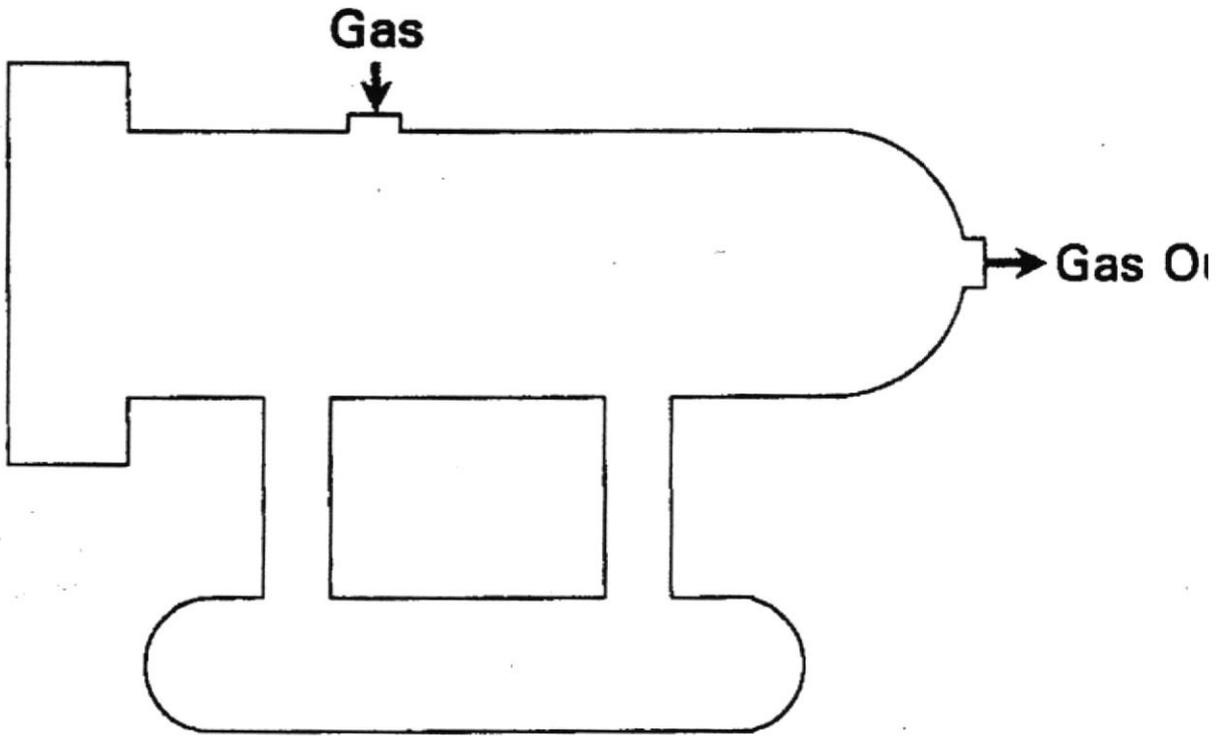
4.3.5 COALESCER LIQUIDO/GAS

Los cartuchos del coalescer líquido/gas combinan características de los platillos de los eliminadores de neblina y separadores de álabe; pero usualmente no son específicos para eliminar o remover masas líquidas. En sistemas de masas líquidas un coalescer con gran eficiencia es colocado después de un separador gravitacional (Knock out drum) o separador de choque.

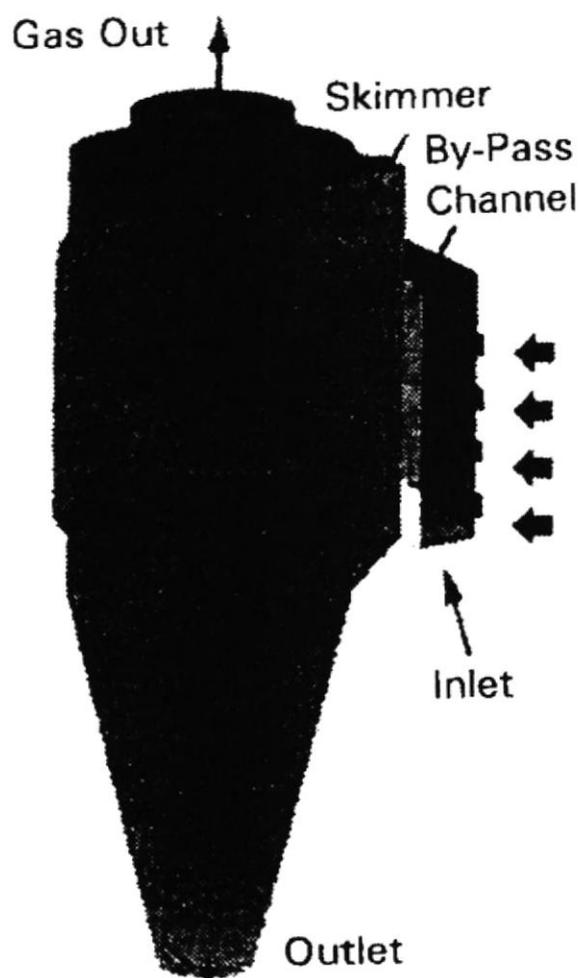
El flujo de gas atraviesa una fina envoltura de un material fibroso con una cubierta en la superficie de afuera para hacer descender el líquido al sistema de drenaje.

El cartucho del coalescer puede entrapar gotas inferiores a 0.1 micrones. Fig. 5

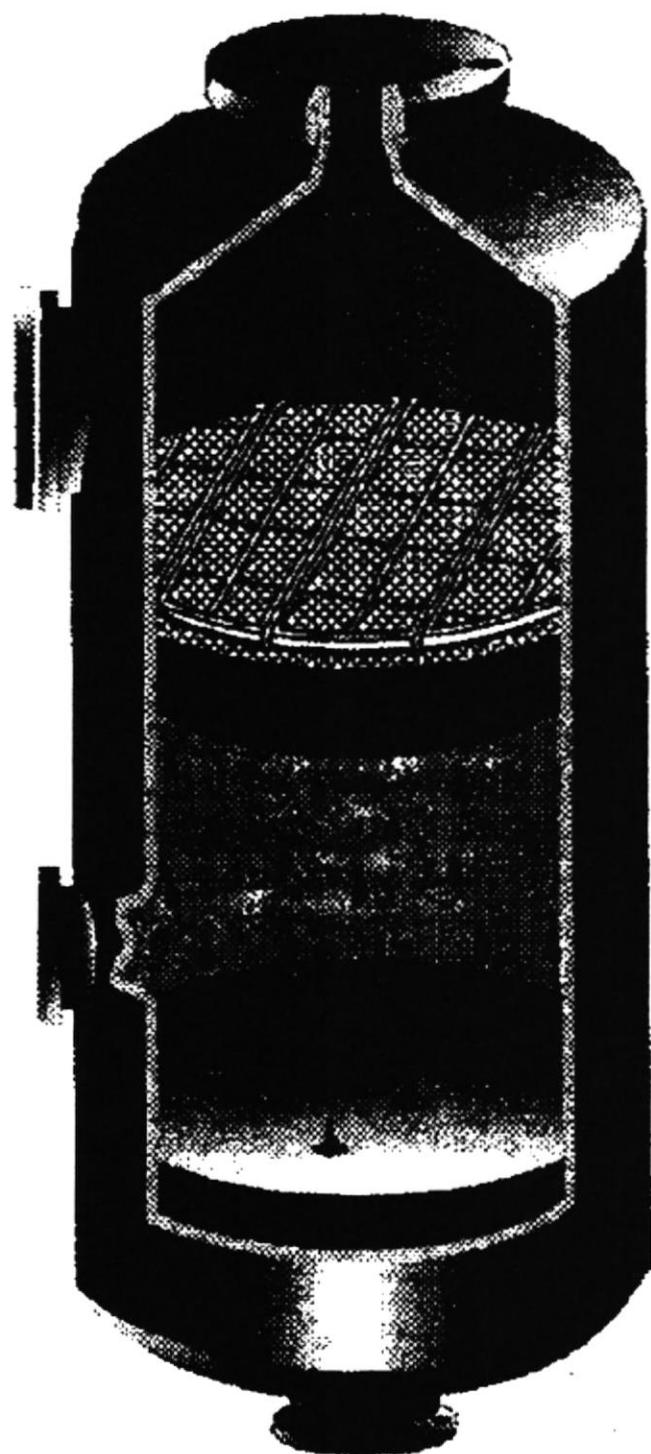
Knock Out Drum



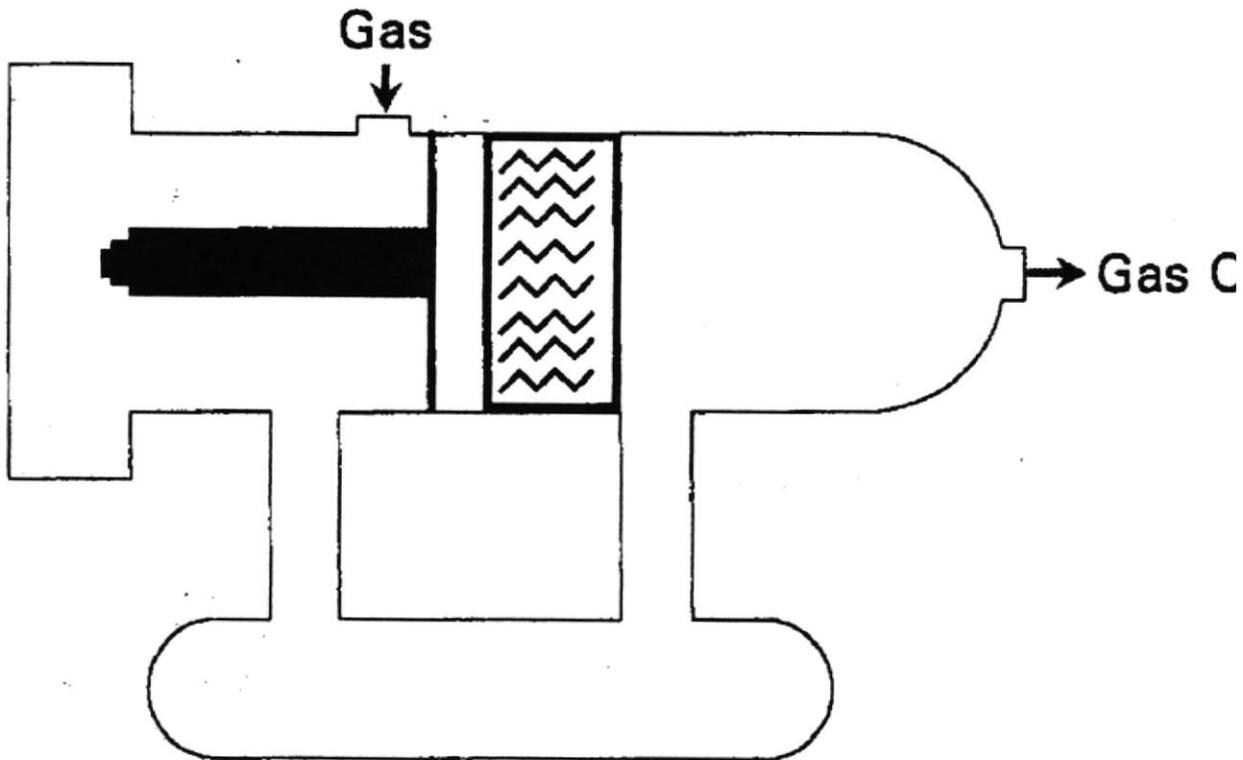
Centrifugal Separator



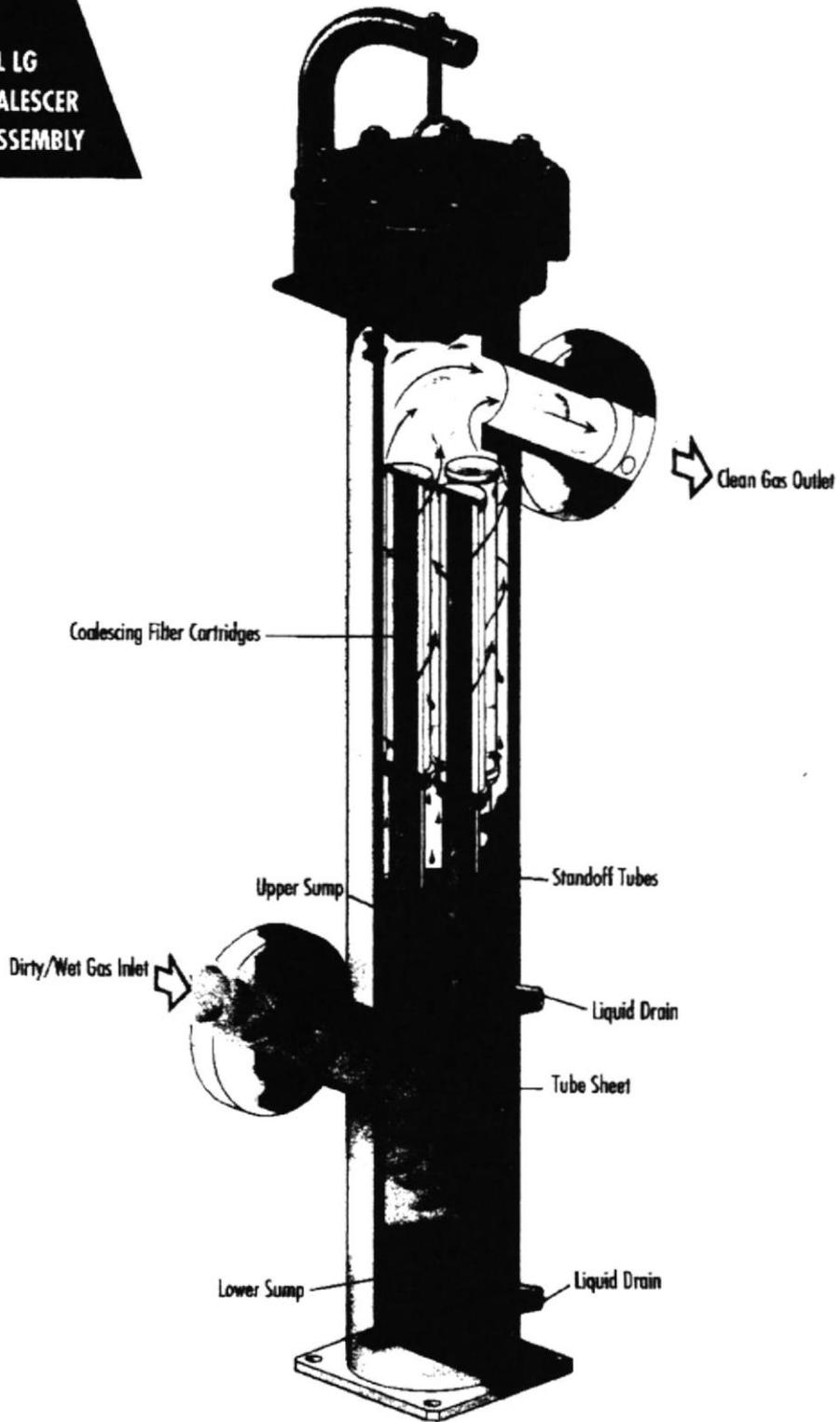
Mist Eliminator



Filter Vane Separator



THE
PALL LG
COALESCER
ASSEMBLY



La tabla siguiente resume cada tecnología y provee de guías para una selección apropiada. Como se puede notar para los sistemas conteniendo muy finos aerosoles, $< 5 \mu\text{m}$, un coalescer debería ser seleccionado.

Removiendo muy finos aerosoles de los gases nos da como resultado una mayor economía en el proceso, seguridad y beneficios en el mantenimiento del sistema de compresores.

Hay diferentes vías que un muy fino aerosol líquido puede estar en una corriente de gas:

- Condensación de un vapor saturado
- Atomización (efecto spray a través de un flujo restringido)
- Rearrastré de líquidos

Se detalla a continuación los equipos a escoger y el tamaño de partículas que remueven:

SEPARADORES DE GAS	TIPOS DE LIQUIDOS
TECNOLOGIA	TAMAÑO DE PARTICULA REMOVIDA
- Separador Gravimétrico	$< 300 \mu\text{m}$
- Separador Centrifugo	$< 8-10 \mu\text{m}$
- Eliminador de Neblina	$< 10 \mu\text{m}$
- Separador de Alabe	$< 10 \mu\text{m}$
- Coalescer	$< 0.1 \mu\text{m}$

Para seleccionar la tecnología de separación gas/líquido se requiere no solamente conocimiento de las condiciones del proceso, sino también un conocimiento de las características del líquido

contaminante. La selección debería estar basada en el tamaño de la gota, concentración y como si que el líquido estuviera sucio o contaminado

A través de análisis de los datos de campo, se demuestra que debido a la presencia de unas muy finas gotas ($< 0.1 \mu\text{m}$) en la mayoría de los procesos de gas, coalescers líquidos/gas de alta eficiencia deberían ser seleccionados siempre que altas ratas de recuperación sean requeridas para proteger los equipos.

El tamaño y diseño de un coalescer son de crítica importancia.

Una vez que el coalescer es llenado con mucho líquido, causa una excesiva concentración de aerosol y un aumento en la rata de flujo por lo cual la eficiencia decrece rápidamente.

Un tratamiento superficial (limpieza) del coalescer mejora el drenaje del líquido en el material fibroso y disminuye en un 50% el número de cartuchos requeridos para controlar un flujo determinado.

Según las normas es necesario cambiar los cartuchos del prefiltro cuando se tenga una diferencia de presión de 12 psi. Es decir por ejemplo, cuando al poner el cartucho limpio se tenga 3 psi, se debe cambiar cuando la presión se eleve a 15 psi.

Pruebas de campo demuestran que cantidades significantes de líquidos están presentes en las corrientes de gas.

CAPITULO V

5. SISTEMA COALESCER

5.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA COALESCER

Para poder solucionar el problema de las impurezas, especialmente agua y crudo, en el gas natural que se utiliza en el compresor de la estación suroeste del campo Shushufindi, se escogió el sistema coalescer por cuanto es el equipo que puede filtrar las partículas mas pequeñas de 0.1 μm .

El sistema coalescer está conformado por un prefiltro y el coalescer propiamente dicho.

En el prefiltro se realiza una separación de agua y crudo que llega en el gas, luego éste gas pasa hacia el coalescer donde termina de separarse los condensados y el crudo.

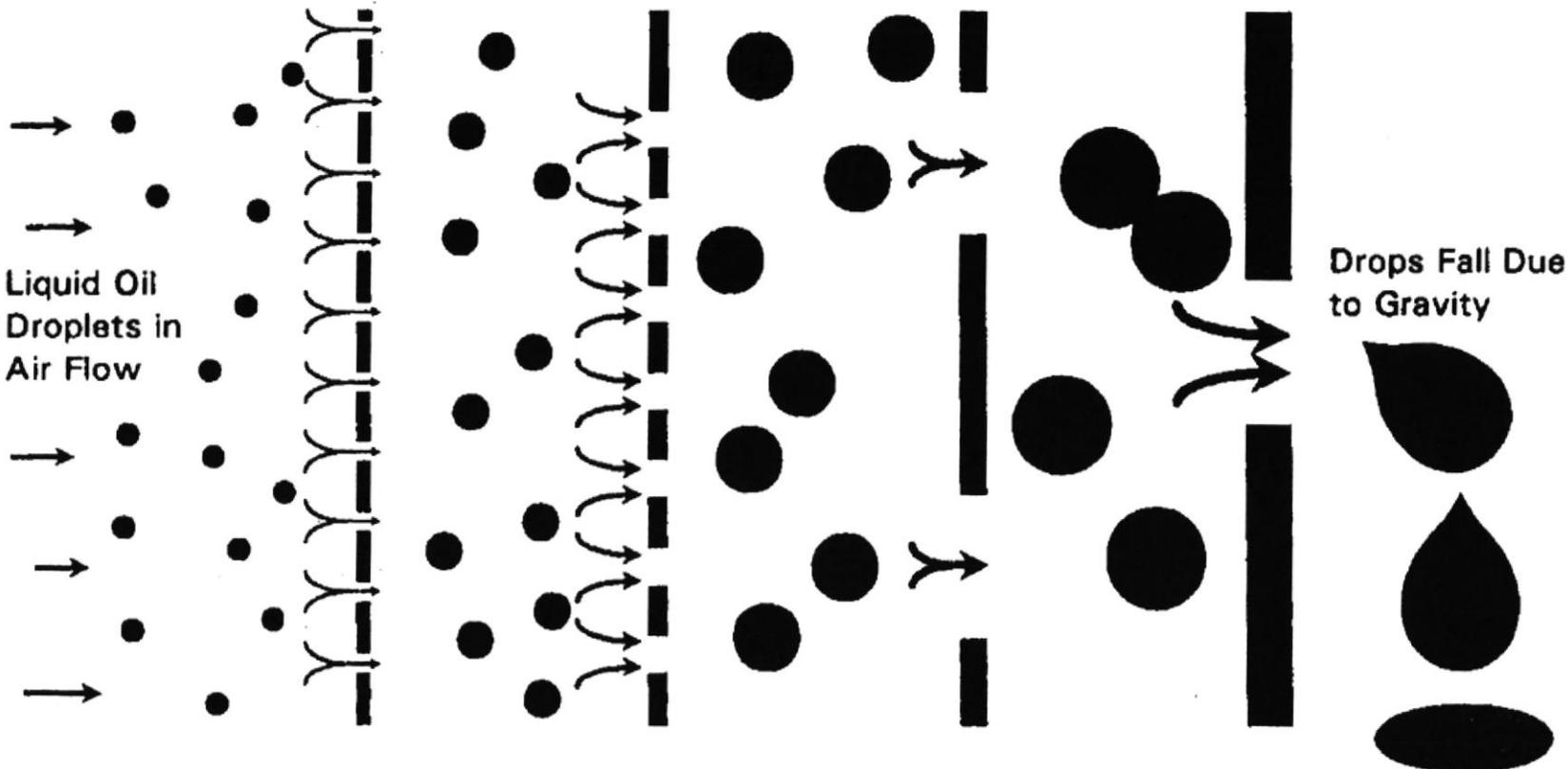
Los coalescer fusionan o coalescen las gotas pequeñas de líquidos para convertirlas en gotas mayores y que por gravedad caen a un recipiente.

Se hace fluir un gas a presión por varias capas de medios filtrantes, cada una con poros de una abertura media progresivamente mayor. A medida que las gotitas compiten por los poros abiertos, se coalescen y el proceso continua hasta que las gotas mayores se juntan continuamente y caen en un sumidero recolector. Fig. 6

Los coalescer extraen prácticamente todos los líquidos de la corriente de gas hasta 0.003 ppm de líquido en el gas efluente.

Tiene además un tratamiento oleofóbico/ hidrofóbico, que asegura la extracción eficiente y la recuperación rápida de los procesos de desajuste que envían golpes de líquido corriente abajo.

Coalescing



Small Liquid Droplets Coalesce to Form Large Drops

5.2 CALCULOS

Se utilizó el método del capilar y con el equipo se cuantifica la recepción de condensados y de crudo en Volumen/Tiempo, es decir en cc/hora.

Como se utilizó un capilar de $\frac{1}{4}$ de pulgada, tenemos que realizar las siguientes operaciones para obtener un factor que nos permita calcular estos datos en una tubería de 10 pulgadas.

10 pulgadas se reducen a metros:

$$10 \text{ pul} \times 2.54 \text{ cm/1 pul} \times 1 \text{ mt/100 cm} = 0.254 \text{ metros}$$

$\frac{1}{4}$ de pulgada se reduce a metros:

$$\frac{1}{4} \text{ pul} \times 2.54 \text{ cm/1 pul} \times 1 \text{ mt/100 cm} = 0.00635 \text{ metros}$$

Luego obtenemos el área para 10 pulgadas:

$$A = 3.1416 \times D^2 / 4$$

$$A = 3.1416 \times (0.254)^2 / 4 = 0.05067 \text{ metros cuadrados (1)}$$

Luego obtenemos el área para $\frac{1}{4}$ de pulgada:

$$A = 3.1416 \times D^2 / 4$$

$$A = 3.1416 \times (0.00635)^2 / 4 = 0.00003167 \text{ metros cuadrados (2)}$$

Dividimos el área de 10 pulgadas para el área de $\frac{1}{4}$ de pulgada, para obtener el número de capilares de $\frac{1}{4}$ de pulgada que entran en una tubería de 10 pulgadas.

$$\text{Area (1)} / \text{Area (2)} = 0.05067 / 0.00003167 = 1600 \text{ capilares}$$

Ahora hacemos la transformación de cc/hora a barriles/día

$\text{cc/hora} \times 24 \text{ horas/día} \times 1 \text{ litro}/1000 \text{ cc} \times 1 \text{ galón}/3.785 \text{ litros} \times 1 \text{ barril}/42 \text{ galones} = 0.00015097$
barriles/día

Es decir que: $1 \text{ cc/hora} = 0.00015097 \text{ barriles/día}$

Como entran 1600 capilares de $\frac{1}{4}$ de pulgada en una tubería de 10 pulgadas se multiplica:

$$1600 \times 0.00015097 = 0.241$$

$$f = 0.241$$

Este factor es el multiplicador para transformar de cc/hora a barriles/día de una tubería de $\frac{1}{4}$ de pulgada a otra tubería de 10 pulgadas.

Este cálculo se lo realiza por cuanto los valores cuantificados de crudo y condensados receptados se los mide en cc/hora en un capilar de $\frac{1}{4}$ y la tubería utilizada en el sistema desde los separadores hasta el coalescer es de 10 pulgadas en la estación suroeste.

5.2.1 DATOS OBTENIDOS EN EL CAMPO SIN EL COALESCER DESPUES DEL SCRUBBER

Fig. 7

Recepción de condensados:

Entre los puntos Se y 1 = 23.6 cc/hora

$$= 23.6 \times 0.241 = 5.69 \text{ barriles/día}$$

Entre los puntos 1 y 2 = 20.7 cc/hora

$$= 20.7 \times 0.241 = 4.99 \text{ barriles/día}$$

En el punto 3. Succión del compresor = 20.7 cc/hora

$$= 20.7 \times 0.241 = 4.99 \text{ barriles/día}$$

Recepción de crudo:

Entre los puntos Se y 1 = 2.0 cc/hora

$$= 2.0 \times 0.241 = 0.48 \text{ barriles/día}$$

Entre los puntos 1 y 2 = 0.5 cc/hora

$$= 0.5 \times 0.241 = 0.12 \text{ barriles/día}$$

En el punto 3. Succión del compresor = 0.50 cc/hora

$$= 0.50 \times 0.241 = 0.12 \text{ barriles/día}$$

Ahora obtenemos la eficiencia de retiro de condensados después de scrubber:

$$\% E = 5.69 - 4.99 / 5.69 \times 100 = 12.3 \%$$

Eficiencia de retiro de crudo después del scrubber:

$$\% E = (0.48 - 0.12) / 0.48 \times 100 = 75 \%$$

Estos datos nos indican que el problema mayor en la estación Suroeste es el retiro de condensados y en menor grado el retiro de crudo.

5.2.2 DATOS OBTENIDOS EN EL CAMPO INSTALADO EL SISTEMA COALESCER

Fig. 8

Recepción de condensados

Entre los puntos Se y 1 = 23.6 cc/hora

$$= 23.6 \times 0.241 = 5.69 \text{ barriles/día}$$

Entre los puntos 1 y 2 = 20.7 cc/hora

$$= 20.7 \times 0.241 = 4.99 \text{ barriles/día}$$

Entre los puntos 2 y 3 = 22.0 cc/hora

$$= 22.0 \times 0.241 = 5.30 \text{ barriles/día}$$

En el punto 4 . Succión del compresor = 4.60 cc/hora

$$= 4.60 \times 0.241 = 1.1 \text{ barriles/día}$$

Recepción de crudo:

Entre los puntos Se y 1 = 2.0 cc/hora

$$= 2.0 \times 0.241 = 0.48 \text{ barriles/día}$$

Entre los puntos 1 y 2 = 0.50 cc/hora

$$= 0.50 \times 0.241 = 0.12 \text{ barriles/día}$$

Entre los puntos 2 y 3 = 0.00 cc/día

$$= 0.00 \times 0.241 = 0.0 \text{ barriles/día}$$

En el punto 4. Succión del compresor = 0.00 cc/hora

$$= 0.00 \times 0.241 = 0.0 \text{ barriles/día}$$

Eficiencia de retiros de condensados:

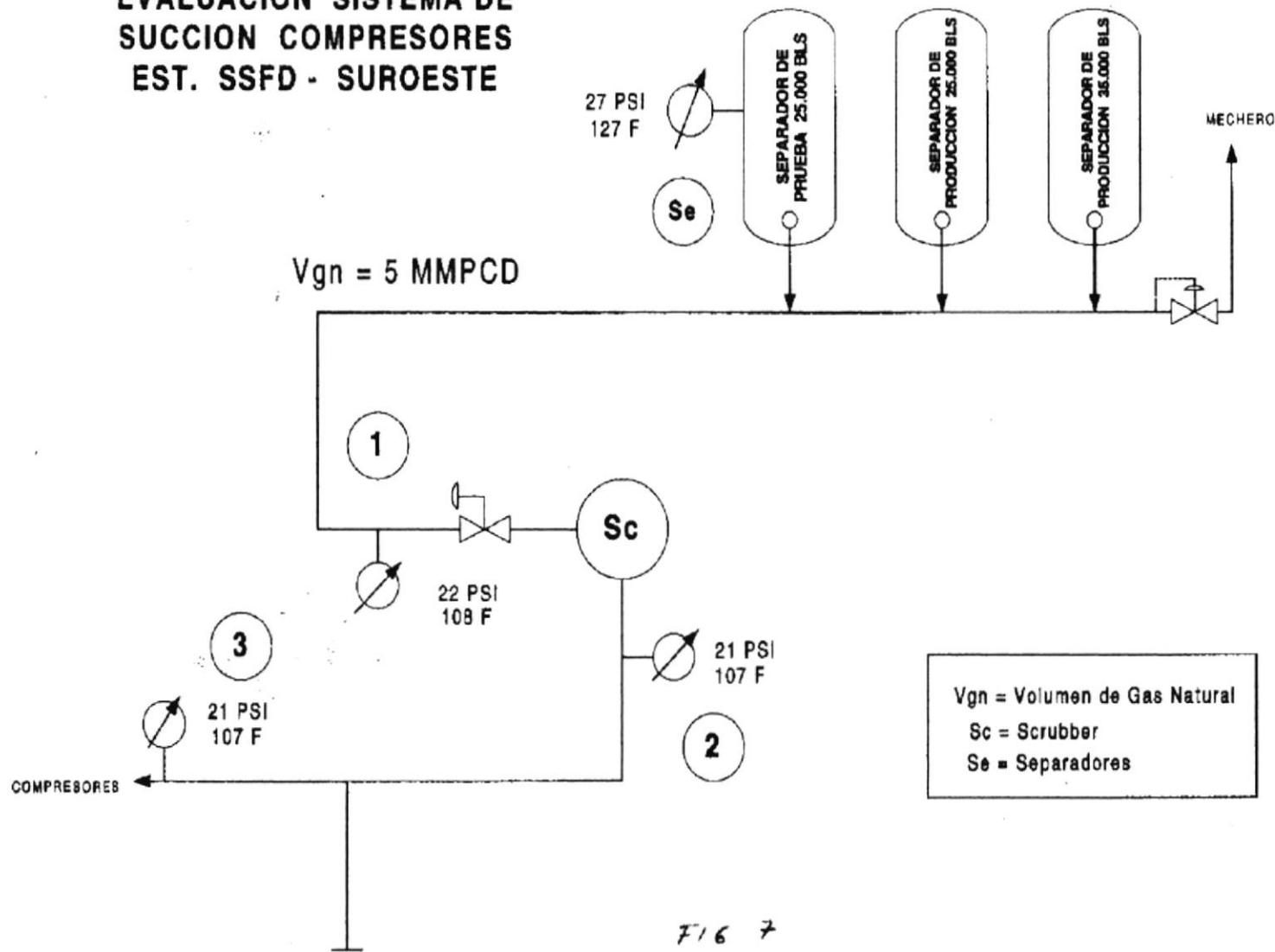
$$\% E = (5.69 - 1.10) / 5.69 \times 100 = 80.66\%$$

Eficiencia de retiro de crudo:

$$\% E = (0.48 - 0.00) / 0.48 \times 100 = 100 \%$$

Los datos anteriores nos indican, que con la instalación del sistema Coalescer aumentó la eficiencia, tanto en el retiro de condensados como en el retiro de crudos en el gas.

**EVALUACION SISTEMA DE
SUCCION COMPRESORES
EST. SSFD - SUROESTE**



**EVALUACION SISTEMA
COALESCER
EST. SSFD - SUROESTE**

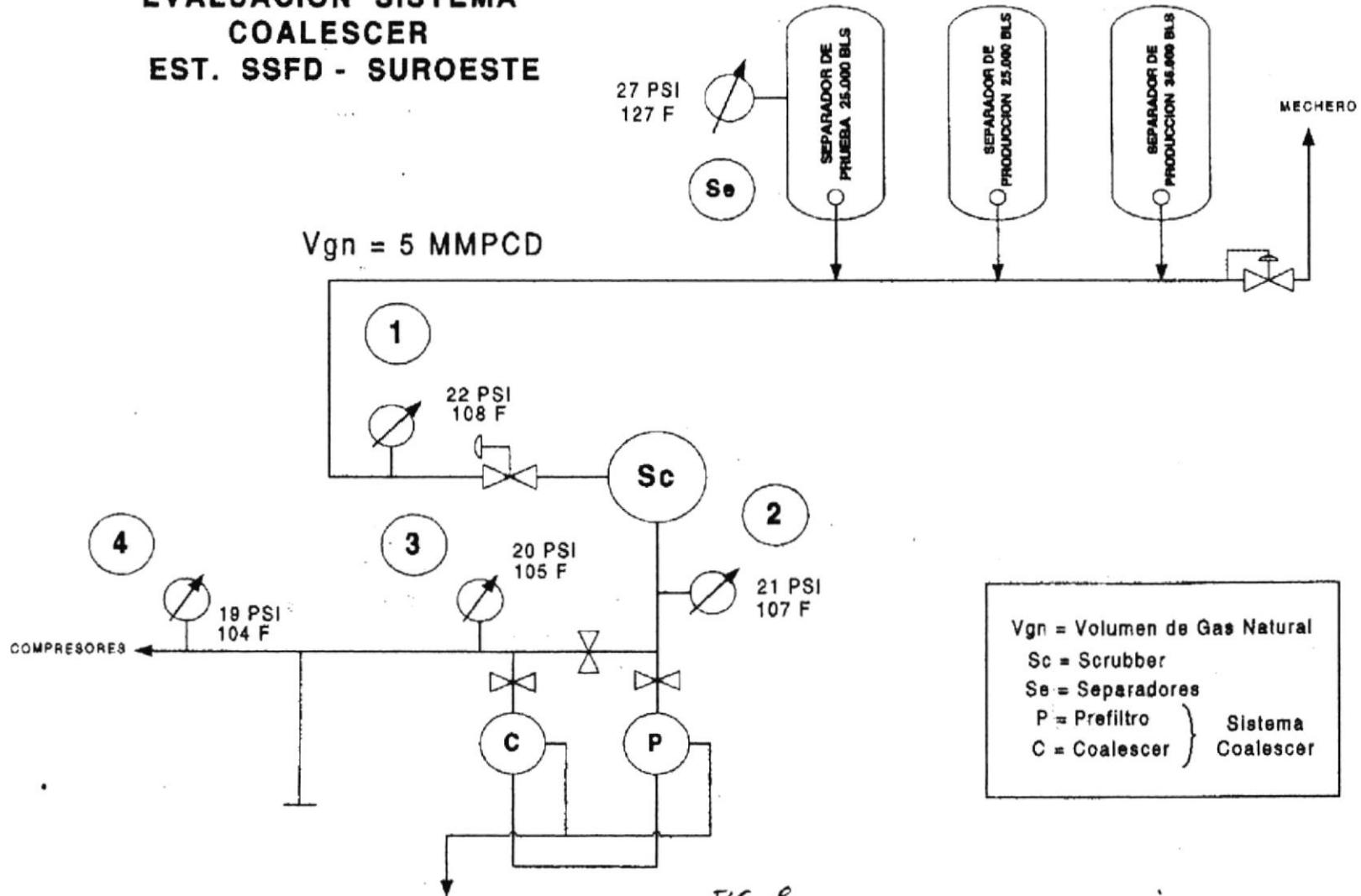


FIG 8

5.3 EVALUACION DEL SISTEMA COALESCER

Luego del estudio realizado se procede a instalar el sistema coalescer en base a los datos y consideraciones determinados anteriormente.

Se instaló el sistema coalescer en la estación Shushufindi Suroeste, el cual está constituido por un prefiltro de especificación 13 MCC2010F1-1285 y un coalescer con especificación 9LGH3010F1-285.

El prefiltro tiene 13 elementos filtrantes y el coalescer 9 elementos.

En esta estación se esta captando aproximadamente entre 4.5 y 5.0 MMPCD de gas con un compresor White Superior con motor de 1408 HP, el cual se encuentra funcionando con una presión de succión de 19 psi y con 104 F de temperatura y entregando a una presión de 1400 psi.

El sistema de separadores se encuentra trabajando con un promedio de 27 psi a 127 F.

En la entrada del scrubber el gas llega perdiendo 5 psi, debido a las pérdidas por fricción en la tubería de 10" que transporta el gas desde los separadores hacia el scrubber y también debido a la apertura automática de la válvula Fisher que drena el exceso de gas no usado hacia el mechero.

El gas pasa por el scrubber y pierde 1 psi entre la entrada y la salida, pues las condiciones de entrada del scrubber son de 22 psi y de 108 F y a la salida son de 21 psi y 107 F.

Además a la entrada de éste scrubber tenemos 5.69 barriles/día de condensados debido a la caída de temperatura y al trabajo mismo del equipo; a la salida se obtiene 4.99 barriles/día de condensados lo que nos da un retiro de 0.7 barriles/día de condensados en el mencionado equipo.

A la entrada del sistema coalescer llega con 21 psi y 107 F y sale con 20 psi y 105 F, perdiendo 1 psi entre la entrada y la salida, obteniéndose 5.3 barriles/día de agua condensada a la salida de éste sistema.

Del sistema coalescer sale con una presión de 20 psi y 105 F, perdiendo 1 psi a la entrada de los compresores por pérdida por fricción en la tubería con lo que la succión en los compresores es de 19 psi y 104 F, obteniéndose 1.1 barriles/día de condensados que prácticamente vendrían a ser las condiciones operacionales de la succión del compresor.

En el sistema total de limpieza del gas natural, incluido pérdidas por fricción en la tubería que lo transporta e interconecta los equipos, las pérdidas son de 8 psi.

Realizando el balance de pérdidas tenemos que en separadores producimos a 27 psi menos los 8 psi indicados anteriormente, nos quedaría 19 psi como presión de succión para los compresores.

El objetivo del montaje de este sistema era de mejorar la calidad del gas natural y en base a los resultados obtenidos podemos señalar lo siguiente:

A la entrada del sistema total instalado, salida de los separadores, se detectó 5.69 barriles/día de condensados y a la salida, succión de compresores, 1.1 barriles/día de los mismos, lo que nos indica que con la adición del coalescer la eficiencia subió a un 80.66 % que vendría a ser la eficiencia de retiro.

En lo referente a crudo, en la entrada se midió 0.48 barriles/día y la salida 0.00 barriles/día, lo que nos indica también un aumento en la eficiencia del 100 %.

Se puede estimar que el sistema coalescer inicialmente puesto a funcionar con elementos filtrantes nuevos, produce un diferencial de presión de 1 psi, este parámetro en función del

tiempo se incrementará por el ensuciamiento de los elementos, obligando a realizar su reposición de elementos, trabajo que se lo hará bypaseando el sistema coalescer.

El sistema instalado ha permitido obtener una mejor calidad del gas natural, que se usa en la actualidad, esto incidirá en que se produzca un ahorro de filtros utilizados en el consumo de gas combustible, ausencia de daños en el motor y compresor debido a la calidad del gas y disminución en los trabajos de overhol así como mejora en la calidad del gas comprimido.

Otro de los problemas que se presenta en el gas natural utilizado en los compresores es el contenido de humedad por lo cual el gas no es de buena calidad.

La humedad se obtiene del diagrama de Campbell (fig. 9) en base de datos de campo de presión y de temperatura en cada punto observado.

Antes de instalar el sistema coalescer, en el punto Se (separadores) se tiene una presión de 27 psi y temperatura de 127 F. Con estos datos vamos al diagrama y se obtiene de humedad 3800

LBS_{vH₂O}/MMPCD.

Luego de instalado el sistema coalescer determinamos los valores siguientes para la humedad:

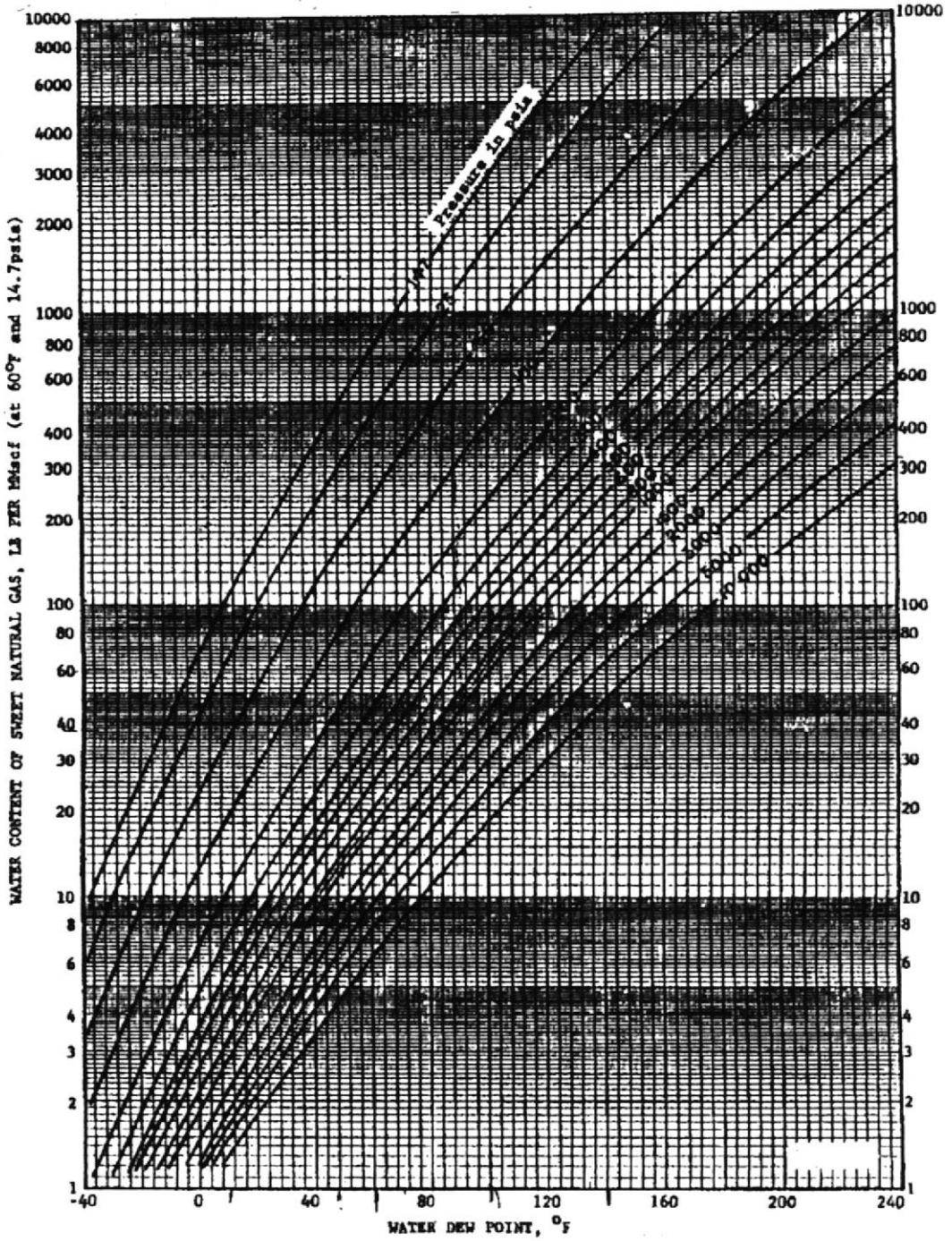
En el punto 1	22 psi y 108 F	H = 2450 LBS _{vH₂O} /MMPCD
En el punto 2	21 psi y 107 F	H = 2400 LBS _{vH₂O} /MMPCD
En el punto 3	20 psi y 104 F	H = 2350 LBS _{vH₂O} /MMPCD

Estos datos obtenidos de la humedad nos da como conclusión que es necesario que la temperatura a la salida de los separadores sea mucho más baja, por lo cual se tendría que instalar entre los separadores y el scrubber un intercambiador de calor.

Según el diagrama de correlación de Campbell, manteniendo las presiones en los puntos antes indicados se puede determinar valores teóricos para que la humedad esté dentro del rango, 150-200 LBSvH₂O/MMPCD datos que han sido calculados por los constructores, para que el gas natural pueda ser utilizado en el sistema de compresión.

El valor teórico obtenido de temperatura es < 36

Esta disminución de temperatura, que permitiría la formación de condensados y por consiguiente la disminución de humedad en el gas, se la conseguiría por enfriamiento del gas con dos intercambiadores de gas-aire y gas fluido refrigerante.



CAMPBELL'S CORRELATION

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como hemos visto anteriormente la calidad del gas natural para el sistema de compresión antes de instalar el sistema coalescer no correspondía a los parámetros que daban las casas constructoras, por lo cual fue necesario colocar el coalescer.

El gas que sale del separador de producción pasa por el scrubber donde se realiza una separación de crudo y condensados de agua del gas. Posteriormente llega al prefiltro del sistema coalescer el cual realiza una filtración más fina con el propósito de tener un gas más limpio para que pueda trabajar en óptimas condiciones el separador coalescente.

El trabajo de éste último es de retener condensados de hidrocarburos y vapor de agua condensada.

Luego de esto pasaría al compresor un gas más limpio; de la descarga del compresor iría a las plantas de Etilenglicol las cuales retirarían el excedente de humedad del gas, obteniéndose de esta manera un gas limpio para el sistema de gas lift.

En cuanto a la humedad, la disminución de ésta se la conseguiría por el enfriamiento del gas colocando dos intercambiadores, uno de gas- aire y otro de gas fluido refrigerante.

Los beneficios de remover la humedad se determinarían en una mejor operación de los compresores debido a que actualmente ésta carga de vapor de agua la está removiendo las máquinas con el consecuente perjuicio a las válvulas de succión y de descarga, lo que tendría como consecuencia posibles roturas de ejes, pistones, fugas en retenedores, packings, generando paros y pérdidas de producción.

El sistema de filtración coalescer tiene algunas aplicaciones. Los filtros proveen un máximo proceso de protección, aumentan la eficiencia de los mantenimientos por lo cual esto redundará en beneficios económicos.

Removiendo los aerosoles que están en la corriente de gas disminuyen las reparaciones de los compresores, se previene los malos funcionamientos de los equipos de instrumentación, se incrementa la exactitud de las medidas en los análisis de gas e incrementa la eficiencia en el procesamiento del gas.

A los aerosoles los podemos definir como partículas líquidas o sólidas en una corriente de gas. El tamaño está en un rango de 0.01 a 1.0 μm .

El aerosol más difícil de capturar está en el rango de 0.1 a 0.6 μm .

La concentración de líquido (expresado en ppm = partes por millón por peso) es el remanente que contiene la corriente de gas después de que el gas a pasado a través de un sistema de filtración.

El reducir la penetración de aerosol es lo mejor para los equipos.

El PALL LG Coalescer tiene una penetración típica de 0.003 ppmv que es menor en 1/160 que el separador convencional filter vane (álabes).

Los aerosoles pueden taponar las formaciones durante la inyección de gas. Como consecuencia se incrementa la presión de inyección, se tendrán que hacer mas frecuentes los trabajos de reacondicionamientos y disminuye la eficiencia en la operación.

Removiendo los contaminantes de la corriente de gas se previene estos problemas.

Podemos concluir que el sistema de filtración coalescer instalado está funcionando de una buena manera, lo que nos da las siguientes ventajas:

- Se alarga la vida útil de los sistemas de compresión
- Disminuyen los trabajos de mantenimiento y de over hall
- Hay disminución de las pérdidas de producción
- Disminuyen los daños por corrosión
- Se protegen las plantas de Etilenglicol en cuanto a contaminarse con elementos extraños en el gas
- Disminuyen los sopleteos en los pozos de gas lift.

Así mismo se indica que para remover el contenido de humedad en el gas es necesario la colocación de los intercambiadores de calor por lo cual la eficiencia en la remoción de condensados aumentará y el gas será mas limpio, lo que resultaría en que los coalescers tengan un mejor funcionamiento y la calidad del gas será mejor para el sistema de compresión. Según los resultados obtenidos se podría instalar estos intercambiadores de calor (enfriadores) y coalescers en todas las estaciones.

BIBLIOGRAFIA

Industrial Process Filtration Group

Latin American Advanced Training (1996)

- Recientes desarrollos en la tecnología de separación líquido – gas. Robert L. Brown, Jr. y Thomas Wines (1994)
- Instalación de gas. Purificación. Sitting Marshall. (1967)
- Seminario de petróleo y gas. (1971)