

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Diagnóstico y Rediseño de las Facilidades de Separación
en el área Auca”**

TESIS DE GRADO

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentada por:

Joffre Ivan Molina Espinoza

Marcial Enrique Sánchez Castillo

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2006

A G R A D E C I M I E N T O

A todo el personal de Petroproducción que de una u otra manera colaboraron en la elaboración de este trabajo y especialmente al Ing. Héctor Román, Director de Tesis, por su invaluable ayuda.

DEDICATORIA

A mi Padre Celestial por haber permitido mi existencia en esta Tierra.

A mis queridos padres por su incuestionable apoyo en todo momento.

A mi hermana Lady por su comprensión.

A mi padrino por sus valiosos consejos.

A toda mi familia con quien anhelo vivir eternamente.

DEDICATORIA

Al creador por habernos permitido culminar con éxito nuestros sueños.

A mis padres MARIA CASTILLO Y MANUEL SANCHEZ que mediante su trabajo constante y perseverante supieron transmitirme los valores y principios humanos.

A todos los directivos de la Facultad, docentes, compañeros y amigos que fueron parte del crecimiento profesional.

TRIBUNAL DE GRADUACION

Ing. Ricardo Gallegos O.

DECANO DE LA FICT

PRESIDENTE

Ing. Héctor Román F.

DIRECTOR DE LA TESIS

Ing. Gabriel Colmont

VOCAL

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta 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).

Joffre Ivan Molina Espinoza

Marcial Enrique Sánchez Castillo

RESUMEN

El presente trabajo de Tesis de Grado, “Diagnóstico y Rediseño de las Facilidades de Separación en el área Auca”, explica las condiciones actuales de operación de los separadores de prueba, producción y las botas de gas existentes en las estaciones de producción del área.

En el primer y segundo capítulo se describen las características geológicas, petrofísicas, predicciones de producción y condiciones de operaciones actuales, importantes para rediseño. El tercer capítulo revisa los fundamentos teóricos utilizados para el rediseño de los separadores y botas de gas.

El Diagnóstico del estado operacional de separadores y botas de gas se detalla en el cuarto capítulo, mediante la evaluación de la eficiencia de los recipientes. El capítulo cinco explica el rediseño de los separadores y botas de gas, presentando para ambos equipos dos propuestas.

El último capítulo, presenta un análisis costo beneficio del rediseño de las facilidades de separación, considerando el beneficio de disminuir consumo de químicos, frente al costo de invertir en la fabricación de nuevos separadores y botas de gas o la modificación de éstos. Y finalmente se analiza cual es la mejor propuesta y se elige una de ellas.

INDICE GENERAL

| | Pág. |
|---|------|
| RESUMEN | VII |
| INDICE GENERAL..... | IX |
| INDICE DE FIGURAS..... | XIV |
| INDICE DE TABLAS..... | XVI |
| INTRODUCCION..... | 1 |
| CAPITULO 1 | |
| 1 PARAMETROS GEOLOGICOS, PETROFISICOS DE FLUIDOS Y RESERVAS DE LOS CAMPOS EN EL AREA AUCA..... | 3 |
| 1.1 Campo Auca Central..... | 7 |
| 1.2 Campo Auca Sur..... | 7 |
| 1.3 Campo Yuca..... | 13 |
| 1.4 Campo Yulebra..... | 16 |
| 1.5 Campo Cononaco..... | 19 |

CAPITULO 2

| | | |
|-------|---|----|
| 2 | DESCRIPCION DE FACILIDADES DE PRODUCCION..... | 24 |
| 2.1 | Sistema de Separación..... | 27 |
| 2.1.1 | Separadores..... | 27 |
| 2.1.2 | Botas de Gas..... | 32 |
| 2.2 | Sistema de Almacenamiento..... | 34 |
| 2.2.1 | Tanques de Lavado..... | 34 |
| 2.2.2 | Tanques de Surgencia..... | 35 |

CAPITULO 3

| | | |
|-------|---|----|
| 3 | FUNDAMENTOS TEORICOS UTILIZADOS EN EL REDISEÑO..... | 37 |
| 3.1 | Aspectos Teóricos Generales..... | 37 |
| 3.2 | Comportamiento de Fases de Hidrocarburos..... | 38 |
| 3.2.1 | Presión de Separación según Diagrama de Fases..... | 39 |
| 3.3 | Análisis Cromatográfico de Gases..... | 41 |
| 3.4 | Presión de Vapor..... | 42 |
| 3.4.1 | Equipo para determinar Eficiencia en Separadores y Botas de Gas por Presión de Vapor..... | 44 |

| | | |
|-------|--|----|
| 3.5 | Separadores..... | 48 |
| 3.5.1 | Descripción de un Separador..... | 48 |
| 3.5.2 | Clasificación de los Separadores..... | 53 |
| 3.5.3 | Componentes de un separador..... | 60 |
| 3.5.4 | Factores que afectan la Eficiencia de un separador..... | 67 |
| 3.5.5 | Criterios de Diseño..... | 72 |
| 3.5.6 | Espesor de las Paredes de un separador..... | 72 |
| 3.6 | Botas de Gas..... | 73 |
| 3.6.1 | Componentes de una Bota de Gas..... | 74 |
| 3.6.2 | Factores que afectan la Eficiencia de una Bota de Gas..... | 75 |
| 3.6.3 | Criterios de Diseño..... | 78 |
| 3.7 | Tanques de Lavado..... | 78 |
| 3.7.1 | Componentes de un Tanque de Lavado..... | 79 |
| 3.7.2 | Factores que afectan la eficiencia de un Tanque de Lavado..... | 81 |
| 3.7.3 | Espesor de las Paredes de un Tanque de Lavado..... | 85 |
| 3.7.4 | Corrosión en Tanques de Lavado..... | 86 |
| 3.8 | Tanques de Surgencia..... | 86 |

CAPITULO 4

| | | |
|-------|--|-----|
| 4 | DIAGNOSTICO DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS ACTUALES DE LAS FACILIDADES DE SEPARACION..... | 88 |
| 4.1 | Inspección Técnica de un Separador..... | 89 |
| 4.2 | Diagnóstico de la Eficiencia de Separadores..... | 95 |
| 4.2.1 | Por Prueba de Presión de Vapor..... | 95 |
| 4.2.2 | Por Diagrama de Fases..... | 99 |
| 4.3 | Evaluación de los Separadores del área Auca..... | 100 |
| 4.4 | Evaluación de las Botas de Gas del área Auca..... | 104 |

CAPITULO 5

| | | |
|-------|--|-----|
| 5 | REDISEÑO DE FACILIDADES DE PRODUCCION..... | 106 |
| 5.1 | Rediseño de Separadores..... | 106 |
| 5.1.1 | Consideraciones..... | 106 |
| 5.1.2 | Rediseño de los Separadores utilizando los recipientes actuales..... | 108 |
| 5.1.3 | Diseño de los Separadores Trifásicos para las estaciones Yuca, Yulebra y Cononaco..... | 122 |
| 5.2 | Rediseño de Botas de Gas..... | 128 |
| 5.2.1 | Consideraciones..... | 128 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 5.2.2 | Rediseño de Botas de Gas con Ingreso Interno de Líquido | 128 |
| 5.2.3 | Rediseño de Botas de Gas con Ingreso Externo de Líquido..... | 135 |

CAPITULO 6

| | | |
|-----|---|-----|
| 6 | ANALISIS ECONOMICO DE LOS SISTEMAS DE SEPARACION..... | 142 |
| 6.1 | Costos que intervienen en los Separadores Trifásicos..... | 142 |
| 6.2 | Costos que intervienen en las Botas de gas..... | 149 |
| 6.3 | Análisis Costo/Beneficio del Rediseño de los Sistemas de Separación... .. | 151 |

| | | |
|--|--------------------------------------|-----|
| | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES... .. | 160 |
|--|--------------------------------------|-----|

| | | |
|--|-------------|-----|
| | ANEXOS..... | 164 |
|--|-------------|-----|

| | | |
|--|-------------------|-----|
| | ABREVIATURAS..... | 201 |
|--|-------------------|-----|

| | | |
|--|-----------------|-----|
| | SIMBOLOGIA..... | 202 |
|--|-----------------|-----|

| | | |
|--|-------------------|-----|
| | BIBLIOGRAFIA..... | 203 |
|--|-------------------|-----|

INDICE DE FIGURAS

| | Pág |
|--|------------|
| Fig. 1.1 CAMPOS DEL AREA AUCA..... | 4 |
| Fig. 1.2 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE LA CUENCA ORIENTE..... | 5 |
| Fig. 1.3 PREDICCION DE PRODUCCION CAMPO AUCA – AUCA SUR..... | 12 |
| Fig. 1.4 PREDICCION DE PRODUCCION CAMPO YUCA..... | 15 |
| Fig. 1.5 PREDICCION DE PRODUCCION CAMPO YULEBRA..... | 19 |
| Fig. 1.6 PREDICCION DE PRODUCCION CAMPO CONONACO..... | 23 |
| Fig. 2.1 SEPARADOR LIQUIDO - GAS..... | 25 |
| Fig. 2.2 DIAGRAMA DE LA ESTACION AUCA CENTRAL..... | 26 |
| Fig. 2.3 CONJUNTO DE SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCION..... | 31 |
| Fig. 2.4 BOTAS DE GAS UTILIZADAS EN LAS ESTACIONES.... | 32 |
| Fig. 2.5 TANQUE DE LAVADO..... | 35 |
| Fig. 2.6 TANQUE DE SURGENCIA..... | 36 |
| Fig. 3.1 DIAGRAMA DE FASES EN UN SEPARADOR..... | 39 |
| Fig. 3.2 DIAGRAMA DE FASE GENERAL..... | 40 |
| Fig. 3.3 ANALISIS CROMATOGRAFICO | 41 |
| Fig. 3.4 BALA TOMA MUESTRA | 45 |
| Fig. 3.5 MONTAJE DE LA BALA TOMA MUESTRA..... | 47 |
| Fig. 3.6 SECCIONES DEL SEPARADOR... .. | 49 |
| Fig. 3.7 FUERZAS EN LOS SEPARADORES..... | 50 |
| Fig. 3.8 DIAGRAMA DE UN SEPARADOR | 52 |
| Fig. 3.9 SEPARADOR BIFASICO..... | 53 |
| Fig. 3.10 SEPARADORES TRIFASICOS..... | 54 |
| Fig. 3.11 SEPARADOR HORIZONTAL..... | 56 |
| Fig. 3.12 SEPARADOR VERTICAL..... | 57 |

| | |
|--|----|
| Fig. 3.13 SEPARADOR ESFERICO..... | 59 |
| Fig. 3.14 FLUJO EN LOS CANALES..... | 62 |
| Fig. 3.15 TIPOS DE EXTRACTORES DE NIEBLA... .. | 62 |
| Fig. 3.16 TIPOS DE DISPOSITIVOS... .. | 64 |
| Fig. 3.17 BAFLES PERFORADOS... .. | 65 |
| Fig. 3.18 SAND JET..... | 66 |
| Fig. 3.19 ESQUEMA DE UN TANQUE DE LAVADO... .. | 78 |
| Fig. 3.20 VALVULA DE PRESION... .. | 81 |
| Fig. 4.1 DEFLECTOR DESGASTADO..... | 90 |
| Fig. 4.2 COALESCEDOR DESGASTADO..... | 90 |
| Fig. 4.3 EXTRACTOR DE NEBLINA... .. | 92 |
| Fig. 4.4 BOQUILLA DE SALIDA DE UN SEPARADOR..... | 93 |
| Fig. 4.5 DESGASTE EN LAS LAMINAS DE ACERO..... | 94 |
| Fig. 4.6 REGIONES EN EL DIAGRAMA DE FASES..... | 99 |

INDICE DE TABLAS

| | | |
|-----------|--|-----|
| Tabla 1.1 | Características Petrofísicas del Campo Auca – Auca Sur..... | 10 |
| Tabla 1.2 | Reservas del Campo Auca – Auca Sur | 12 |
| Tabla 1.3 | Características Petrofísicas del Campo Yuca | 14 |
| Tabla 1.4 | Reservas del Campo Yuca | 15 |
| Tabla 1.5 | Características Petrofísicas del Campo Yulebra | 17 |
| Tabla 1.6 | Reservas del Campo Yulebra | 18 |
| Tabla 1.7 | Características Petrofísicas del Campo Cononaco | 21 |
| Tabla 1.8 | Reservas del Campo Cononaco | 22 |
| Tabla 2.1 | Condiciones actuales de los Separadores del Campo Auca Central | 28 |
| Tabla 2.2 | Condiciones actuales de los Separadores del Campo Auca Sur..... | 29 |
| Tabla 2.3 | Condiciones actuales de los Separadores de los Campo Yuca, Yulebra y Cononaco..... | 30 |
| Tabla 2.4 | Condiciones actuales de las Botas de Gas en área Auca | 33 |
| Tabla 3.1 | Parámetros de los Separadores | 56 |
| Tabla 3.2 | Ventajas y Desventajas de los diferentes tipos de Separadores..... | 60 |
| Tabla 3.3 | Tiempo de retención mínimo para Separadores..... | 71 |
| Tabla 3.4 | Residual de los Tanques de Lavado de Auca..... | 83 |
| Tabla 4.1 | Eficiencia de algunos Separadores | 97 |
| Tabla 4.2 | Eficiencia de algunas Botas de Gas..... | 98 |
| Tabla 4.3 | Tiempo de residencia en los Separadores..... | 101 |
| Tabla 4.4 | Tiempo de residencia en las Botas de Gas..... | 104 |
| Tabla 6.1 | Detalle de costos para la construcción de un separador Trifásico..... | 145 |
| Tabla 6.2 | Costos de rediseño de los Separadores con recipientes actuales..... | 147 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 6.3 Costos del Diseño de Separadores Trifásicos en Yuca, Yulebra y Cononaco..... | 148 |
| Tabla 6.4 Detalle de costos para la construcción de una Bota de Gas.... | 150 |
| Tabla 6.5 Detalle de costos para el Diseño de Bota de Gas con ingreso interno de líquido | 151 |
| Tabla 6.6 Detalle de costos para el Diseño de Bota de Gas con ingreso externo de líquido..... | 151 |

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de Tesis de Grado, “Diagnóstico y Rediseño de las Facilidades de Separación en el área Auca”, detalla las condiciones actuales de operación de los separadores de prueba, producción y las botas de gas existentes en las estaciones de producción del área, con el fin de rediseñar luego, dichas facilidades de separación bajo el criterio de las normas API 12J, “Especificaciones para separadores de gas y petróleo” y la norma ASME, Sección VIII, División 1, “Reglas para la Construcción de recipientes de Presión”.

Tomando como antecedente, los problemas operativos del área Auca, presentados tanto en separadores como en botas de gas en las estaciones de producción, citando por ejemplo el funcionamiento de los separadores de prueba y de producción como bifásicos, cuando originalmente fueron diseñados como trifásicos; además del funcionamiento inadecuado de ciertos dispositivos internos.

Las botas de gas, en cambio, muestran ciertos aspectos en su dimensión con carácter de subdimensionamiento como en la estación Auca Sur, y sobredimensionamiento como en las estaciones Yulebra y Yuca, previos a tomar en cuenta para una separación óptima del hidrocarburo.

La metodología utilizada para diagnosticar las condiciones actuales de separadores y botas de gas se centra en la eficiencia de estos recipientes, midiendo la eficiencia por prueba de presión de vapor y estimando el porcentaje de líquido en una muestra de gas según los diagramas de fases del fluido tratado por los separadores. Finalmente, se calcula el tiempo de residencia en separadores y botas de gas.

Como hipótesis central se plantea demostrar la rentabilidad de rediseñar algunos separadores y botas de gas, de acuerdo al tipo de sistema de levantamiento artificial; bifásicos para separadores que procesan fluido proveniente de pozos producidos por el sistema power oil, y trifásicos para separadores que procesan fluido proveniente de pozos por el sistema de bombeo eléctrico sumergible, frente a la posibilidad de dosificar con menor cantidad de químico demulsificante en la entrada a los separadores trifásicos.

CAPITULO 1

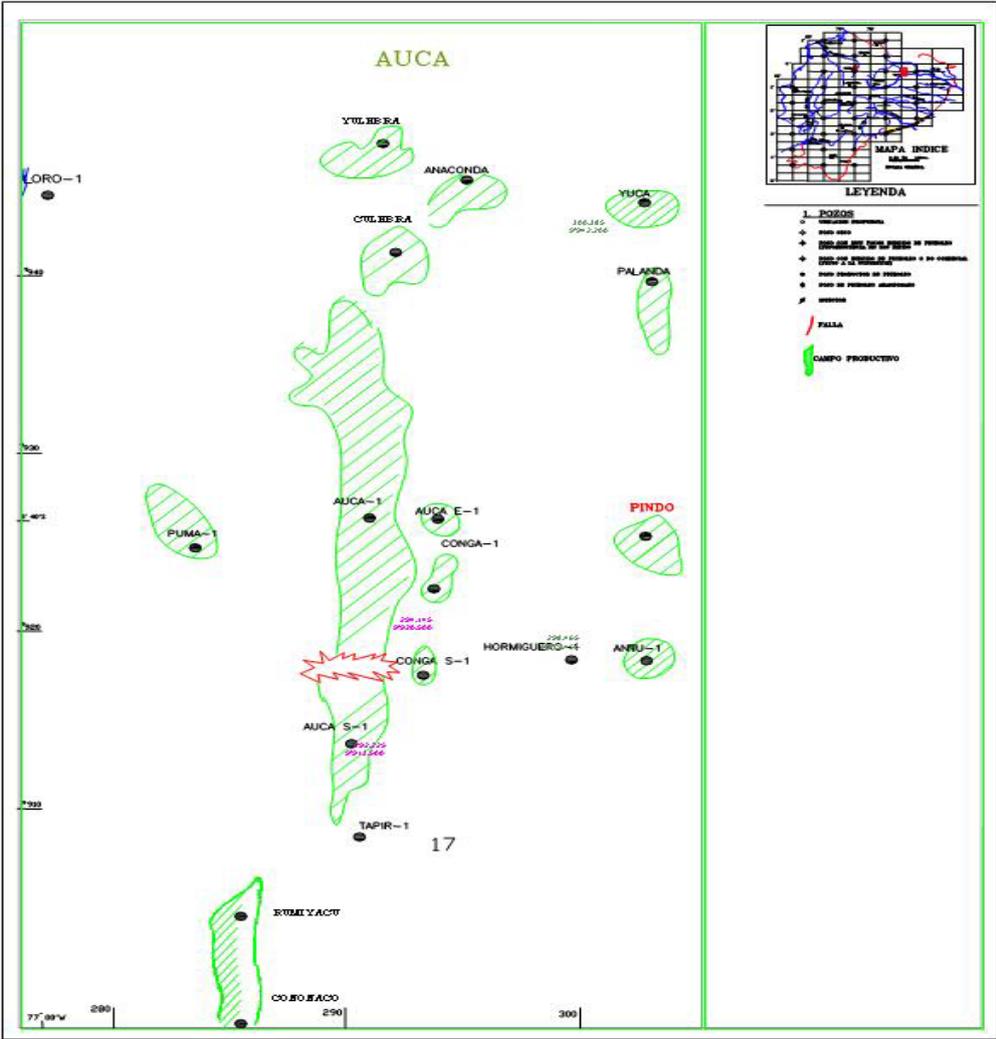
1 PARAMETROS GEOLOGICOS, PETROFISICOS DE FLUIDOS Y RESERVAS DE LOS CAMPOS EN EL AREA AUCA.

El área Auca está localizada en la Región Amazónica, provincia de Orellana, cantón de Francisco de Orellana, parroquia Dayuma; como punto de referencia se mencionan los recintos Nueva Unión, San Pedro y la parroquia de Dayuma.

Esta área hidrocarburífera que posee una franja de territorio de aproximadamente 92 km² situado al sur de la ciudad del Coca, es una de las cinco grandes áreas de Petroproducción.

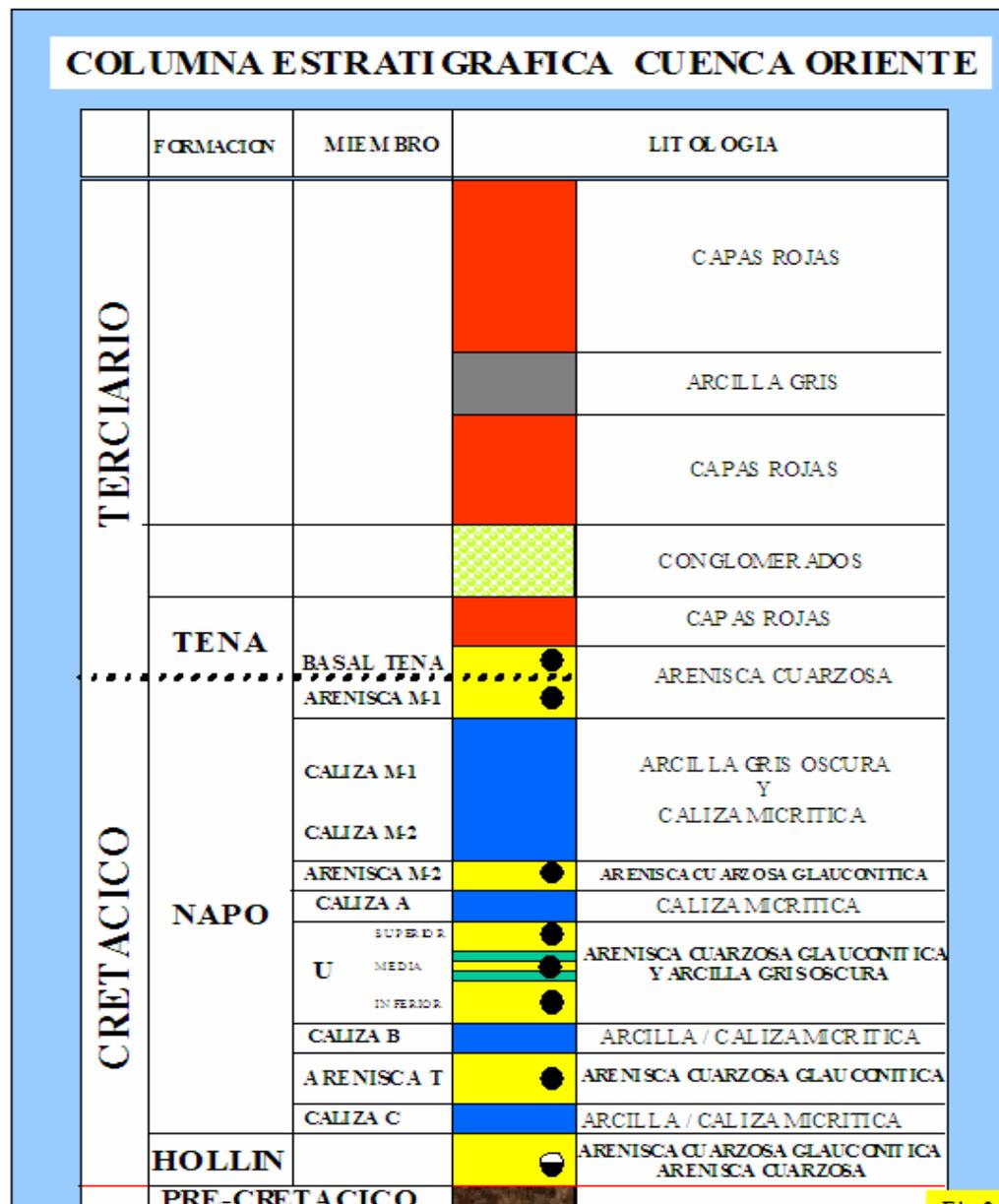
La estatal opera actualmente los campos: Auca Central, Auca Sur, Conga, Culebra, Yulebra, Anaconda, Yuca, Cononaco, Rumiycu, Armadillo y Puma; mientras que, Palanda, Pindo, Yuca Sur y Tigüino, son campos operados por operadoras privadas. Todos estos campos constituyen el área Auca y se ilustran en la fig. 1.1.

Fig. 1.1 CAMPOS DEL AREA AUCA



A continuación en la fig. 1.2 se presenta una columna estratigráfica de la cuenca Oriente, donde se puede observar las formaciones existentes, su subdivisión así como su litología.

Fig. 1.2 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE LA CUENCA ORIENTE



La predicción de producción, es un parámetro importante para nuestro estudio en facilidades de separación, de esta manera podemos estimar el pico de producción en determinado campo, de eso depende aumentar dimensiones en los equipos de separación. El caso óptimo se diferencia de la declinación actual porque toma en cuenta diferentes tipos de operaciones como, perforaciones y reacondicionamientos para incrementar la producción; la declinación actual no toma en cuenta estas operaciones.

Nuestro estudio se refiere a los campos: Auca Central, Auca Sur, Yuca, Yulebra y Cononaco por el motivo de que cada campo mencionado tiene una estación de producción, mas adelante se detallará uno a uno estos campos especificando sus características geológicas, petrofísicas, de producción y reservas, además cada campo tiene una predicción de su producción hasta el año 2022.

La información descrita fue obtenida bajo la autorización de Petroproducción del “Estudio de Simulación Numérica para el área Auca” tomado de archivos hasta el 31 de diciembre del 2003.

1.1 Campo Auca Central.

El campo Auca Central es uno de los campos más importantes del área Auca, debido a su producción y reservas. Debido a que sus características son similares al Auca Sur y esta información fue tomada del “Estudio de Simulación Numérica para el Campo Auca – Auca Sur” se detallará conjuntamente a continuación.

1.2 Campo Auca Sur.

1.2.1 Características Geológicas.

El campo Auca – Auca Sur estructuralmente es una cuenca que resultó de fenómenos transgresivos desde el Cretácico Terminal, éste campo pertenece al corredor Sacha – Shushufindi y está rodeado por los campos Sacha, Culebra – Yulebra y Yuca al Norte, Cononaco al Sur, Pindo al Este y Puma al Oeste. El campo está ubicado dentro de las coordenadas geográficas siguientes:

Latitud: entre 0°34'-S y 0°48'-S

Longitud: entre 76°50'-W y 76°54'-W

La estructura del campo se presenta como un anticlinal de 23 Km. por 4 Km., alongado según el eje norte – sur, puesto que la cuenca Oriente se extiende de norte a sur, de la cuenca colombiana de Putumayo hasta la cuenca Marañón en Perú y hacia el Este hasta el escudo Guayano – Brasileño.

Sobre el Jurásico volcánico – clástico y continental se depositó en discordancia las formaciones del Cretácico y del Terciario con largos hiatos sedimentarios. Durante el Cretácico, la cuenca estaba caracterizada por una subsidencia débil y los depósitos someros han ocurrido en un ambiente marino de aguas poco profundas donde las variaciones del mar han controlado los ciclos de sedimentación y de erosión en la plataforma marina adonde se acumularon los depósitos antes de ser recubiertos durante la transgresión siguiente.

En la secuencia estratigráfica se tienen niveles de lutitas que jugaron el papel de roca – madre durante la historia de la cuenca y de sello parcial o completo de los reservorios.

En cuanto a la zonificación de yacimientos, ésta es producto de varias correlaciones como base la realizada por el informe ORSTOM – PETROPRODUCCION en abril de 1997, como resultado obtenemos que los intervalos productores pertenezcan al Cretácico y más particularmente a las épocas siguientes:

- Edad Albo – Aptiano para la formación Hollín
- Edad Albiano para la formación Napo “T”
- Edad Cenomaniano para la formación Napo “U”
- Edad Maastrichtiano para la formación Basal Tena

El espesor promedio de la formación Hollín es del orden de 400 – 450 pies (la formación está completamente atravesada por muy pocos pozos). El espesor promedio de las formaciones Napo “T”, Napo “U” y Basal Tena son respectivamente de 120, 200 y 40 pies.

1.2.2 Características Petrofísicas.

Los datos de Petrofísica, en general, se interpretan en base a registros de resistividad, Gamma Ray, Densidad, Neutrón compensado y Sónico, aunque mucho de éstos registros en pozos viejos ya no existen. Las características petrofísicas principales de las formaciones productoras del campo Auca – Auca Sur se aprecian en la tabla 1.1

Tabla 1.1 Características Petrofísicas del Campo Auca – Auca Sur.

| ARENA | H | HS | U | BT |
|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Pb [Psi] | 126 | 175 | 200 | 630 |
| T [°F] | 220 | 136 | 185 | 180 |
| °API | 32.4 | 32.4 | 17.3 | 21.1 |
| GOR [Scf/Bbl] | 9 | 12 | 50 | 116 |
| Bo [Rb/Bbl] | 1.1623 | 1.1525 | 1.2302 | 1.1547 |
| SG oil | 0.8092 | 1.244 | 1.402 | 1.145 |
| \bar{K} [md] | 104 | 185 | 756 | 250 |
| $\bar{\phi}$ [%] | 14 | 15 | 16 | 14 |

En todo el campo, la calidad del petróleo es de tipo bajo-saturado con un punto de burbujeo muy bajo; variando de 126 psi hasta 630 psi por presiones iniciales comprendidas entre 3600 y 4500 psi según los yacimientos.

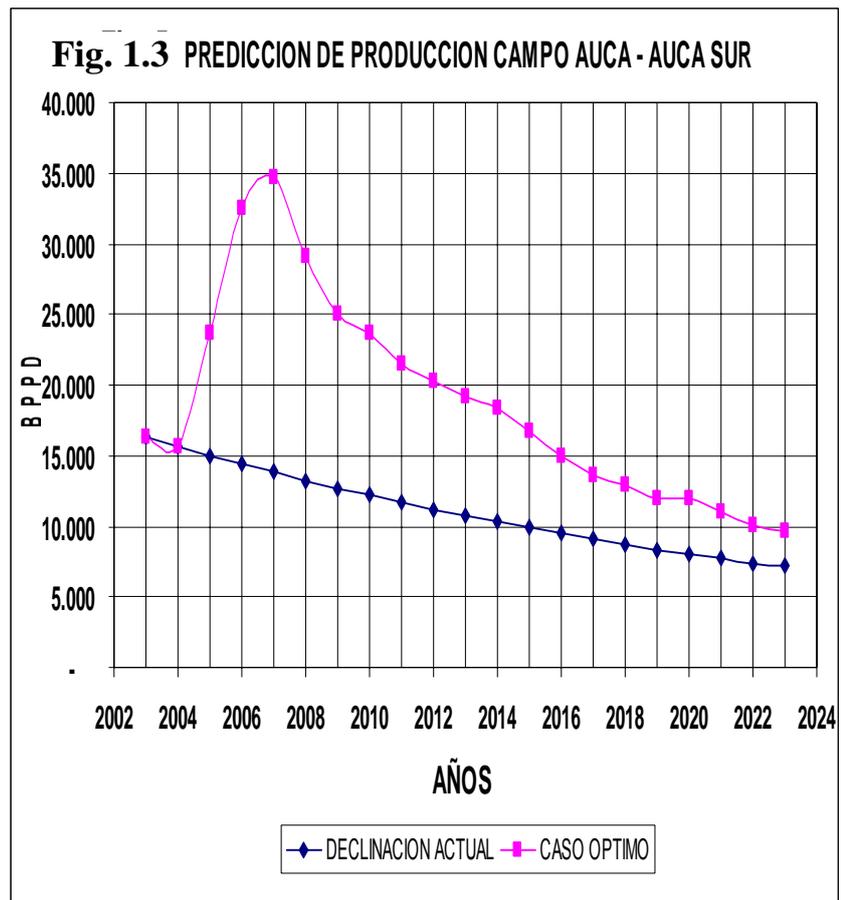
El factor de contracción del petróleo es poco elevado, en relación con el bajo contenido en gas de 1.15 hasta 1.23 a la presión inicial de los reservorios. La densidad del petróleo cambia en promedio de 17.3°API en el Napo “U” hasta 32.4°API en el Hollín.

1.2.3 Características de Producción y Reservas.

El pozo descubridor, Auca – 1, fue completado en marzo 1970. Alcanzó una profundidad de 10578 pies y dio una producción de 3072 bppd de los reservorios Hollín y Napo “T” con una calidad de 31°API y 27°API, respectivamente. Actualmente el campo produce de las formaciones Hollín, Napo “T”, Napo “U” y Basal Tena, las reservas y la predicción de la producción están detalladas en la tabla 1.2 y en la Fig. 1.3 la proyección del campo Auca - Auca Sur.

Tabla 1.2 Reservas del Campo Auca – Auca Sur.

| YACIMIENTO | RESERV. ORIG.(bbl) | NP (DIC. 2003) (bbl) | RESERV. REMAN.(bbl) |
|-------------------|---------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| BASAL TENA | 25'935.000 | 6'288.399 | 19'646.601 |
| NAPO "U" | 85'977.000 | 49'613.419 | 33'763.581 |
| NAPO "T" | 106'024.000 | 47'763.721 | 53'960.279 |
| HOLLÍN | 139'242.000 | 68'044.151 | 55'587.849 |
| TOTAL | 357'178.000 | 176'031.700 | 158'646.300 |



1.3 Campo Yuca.

Este campo es mejor conocido como Yuca – Yuca Sur, la información obtenida aquí fue extraída del informe “Actualización de reservas del campo Auca” por el Ing. Mario Fiallos, en diciembre del 2003.

1.3.1 Características Geológicas.

El campo Yuca es un anticlinal fallado con dirección norte – sur, de aproximadamente 5 Km. de largo por 3 Km. de ancho, que da un área de 37000 acres, con un cierre vertical de 110 pies. Los yacimientos productivos son U, T y Hollín.

1.3.2 Características Petrofísicas.

Las características petrofísicas del campo Yuca fueron actualizadas en base a registros de pozos perforados hasta el 2000, como muestra la tabla 1.3, se trata de parámetros petrofísicos promedio de acuerdo a las arenas o yacimiento.

Tabla 1.3 Características Petrofísicas del Campo Yuca.

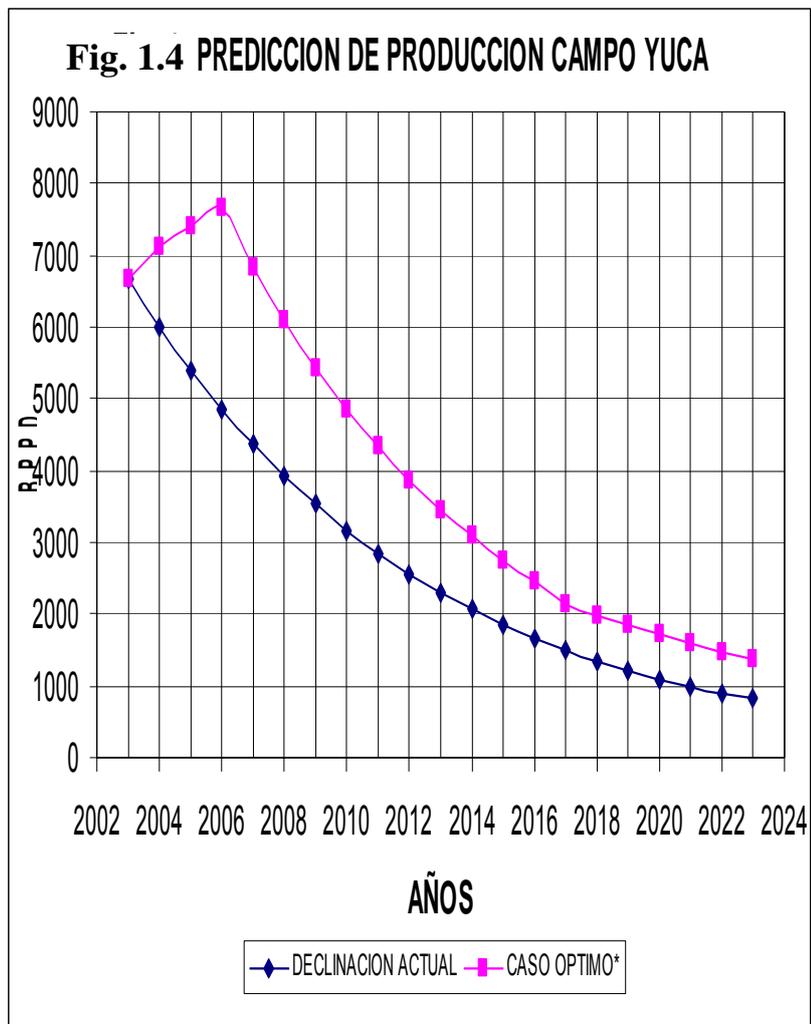
| ARENA | HS | U | T |
|------------------|---------------|---------------|---------------|
| Pb [Psi] | 160 | 830 | 750 |
| T [°F] | 193 | 204 | 217 |
| °API | 27.1 | 16.8 | 29 |
| GOR [Scf/Bbl] | 50 | 114 | 183 |
| Bo [Rb/Bbl] | 1.1051 | 1.1274 | 1.2249 |
| SG oil | 1.498 | 0.9483 | 1.1295 |
| Sw [%] | 28.6 | 22.4 | 21.2 |
| $\bar{\phi}$ [%] | 13.6 | 17.6 | 15.7 |

1.3.3 Características de Producción y Reservas.

Según los informes de la empresa, hasta el mes de septiembre del 2000, el campo Yuca produjo un acumulado de 32'132.230 Bbls de petróleo, quedando como reservas remanentes unos 9'545.798 Bbls para su posterior producción. La tabla 1.4, muestra en detalle las reservas originales, el petróleo producido y las reservas remanentes por arena. La Fig. 1.4 detalla una predicción de la producción para este campo hasta el 2022.

Tabla 1.4 Reservas del Campo Yuca.

| YACIMIENTO | RESERV. ORIG.(bb1) | NP (DIC. 2003) (bb1) | RESERV. REMAN.(bb1) |
|--------------|--------------------|----------------------|---------------------|
| NAPO "U" | 24'312.598 | 19'367.110 | 4'945.488 |
| NAPO "T" | 23'308.379 | 18'347.560 | 4'960.819 |
| HOLLÍN | 4'682.589 | 1'819.510 | 2'863.079 |
| TOTAL | 52'303.567 | 39'534.180 | 12'769.387 |



1.4 Campo Yulebra.

Este campo es en realidad llamado, campo Culebra – Yulebra, Culebra es un pequeño campo, pero la producción se centraliza en Yulebra, incluso hasta la estación de producción. La información obtenida sobre este campo, fue obtenida del “Estudio Técnico Económico del Campo Culebra – Yulebra”, efectuada en el 2003 por Petroproducción.

1.4.1 Características Geológicas.

El campo Culebra – Yulebra se encuentra situado a unos 12 Km., al este de la ciudad de Coca, y a unos 80 Km. al sur de la frontera con Colombia. El campo cubre un área de 8000 acres.

Geológicamente, el campo se halla localizado al centro – oeste de la cuenca oriente, al sur del campo Sacha – Auca, constituyendo dos altos estructurales asimétricos separados levemente de una silla estructural llamado Culebra del alto Yulebra con una tendencia preferencial Oeste – Este.

1.4.2 Características Petrofísicas.

En cuanto a parámetros petrofísicos de fluidos, los valores de porosidad son similares, mientras que los valores de saturación de agua de formación son muy variables dependiendo de las distintas arenas productivas. Una explicación mas detallada de las características petrofísicas es indicada en la tabla 1.5.

Tabla 1.5 Características Petrofísicas del Campo Yulebra.

| ARENA | H | HS | U | T |
|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Pb [Psi] | 160 | 206 | 830 | 750 |
| T [°F] | 193 | 225 | 204 | 227 |
| °API | 27.1 | 28.2 | 16.8 | 29 |
| GOR [Scf/Bbl] | 50 | 20 | 114 | 183 |
| Bo [Rb/Bbl] | 1.1051 | 1.1998 | 1.1274 | 1.2249 |
| SG oil | 1.498 | 1.408 | 0.9483 | 1.1295 |
| Sw [%] | | 22 | 12 | 47 |
| $\bar{\phi}$ [%] | | 13.5 | 16 | 14.5 |

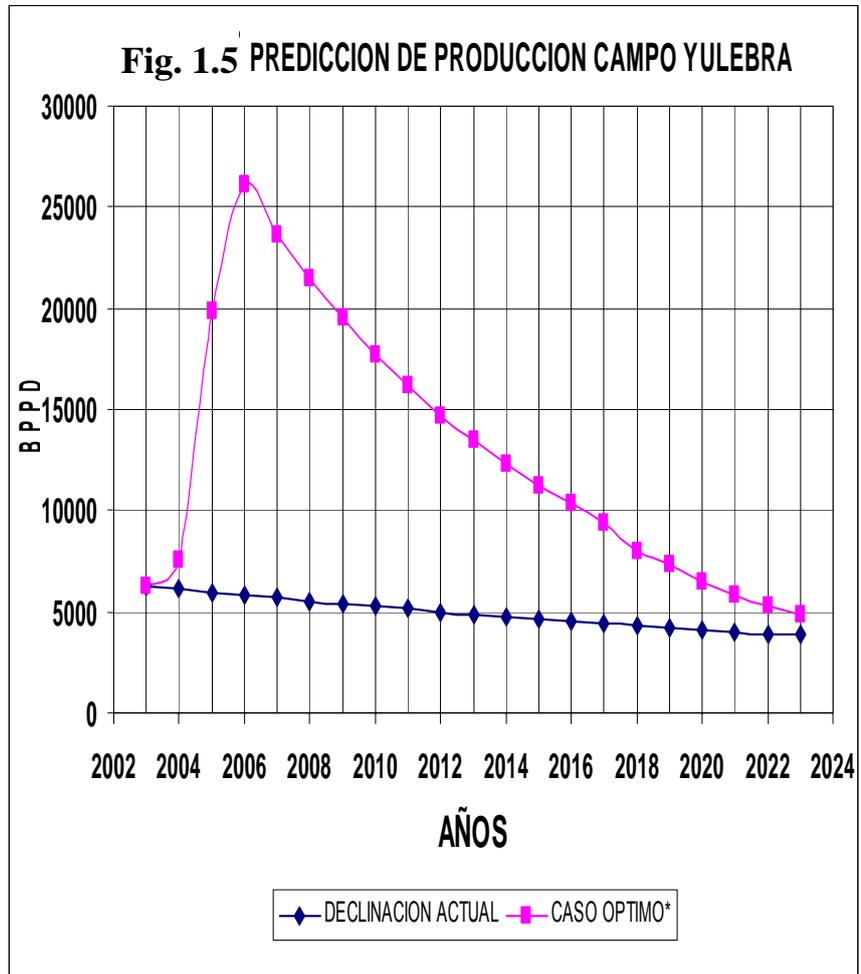
1.4.3 Características de Producción y Reservas.

El pozo descubridor fue el pozo Culebra 1, perforado en 1973 por el consorcio CEPE – Texaco, a 10626' de profundidad en la formación pre cretácea de Chapiza, con producción inicial de la arenisca U inferior de 360 bpd de 26° API, y en la arenisca T inferior de 100 Bbl/d de 26°API.

El campo Culebra – Yulebra produjo hasta el mes de abril del 2002 un acumulado de 33'608.716 Bbls de petróleo, con un total de reservas remanentes de 59'834.673 Bbls. En la tabla 1.6, se indica las reservas iniciales, petróleo producido y reservas remanentes por yacimiento, en la Fig. 1.5 está la predicción de la producción.

Tabla 1.6 Reservas del Campo Yulebra.

| YACIMIENTO | RESERV. ORIG. (bbl) | NP (DIC 2003) (bbl) | RESERV. REMAN. (bbl) |
|-------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| BASAL TENA | 15'308.200 | 8'261.099 | 7'047.101 |
| NAPO "U" | 63'248.120 | 25'708.288 | 37'539.832 |
| NAPO "T" | 2'185.392 | 19.511 | 2'165.881 |
| HOLLÍN | 14'600.729 | 4'036.577 | 10'564.152 |
| TOTAL | 95'342.441 | 38'025.475 | 57'316.966 |



1.5 Campo Cononaco.

Cononaco, es el campo más importante en el área Auca, además, es el de mejor perspectiva en el futuro en cuanto a perforación. La información obtenida sobre el campo Cononaco, fue tomada según el “Estudio de Simulación Numérica del Campo Cononaco” por NITEC, en el año 2002.

1.5.1 Características Geológicas.

El campo Cononaco está localizado en un plegamiento largo y estrecho en dirección norte – sur, alineado con las fallas del basamento. La trampa está cerrada a cuatro bandas y está llena hasta el punto de derrame para cada una de las zonas de yacimiento.

Las unidades estratigráficas principales Hollín y Napo, están compuestos por una sucesión fluvial y transicional (primariamente de marea con influencia estuarina) de depósitos sedimentarios que se extienden hacia el oeste en para secuencias de líneas costeras y plataformas marinas.

1.5.2 Características Petrofísicas.

La tabla 1.7, muestra algunos parámetros petrofísicos como: porosidad, saturación de agua y permeabilidad, tomados de 26 pozos del campo.

Cononaco se destaca por tener menor cantidad de gas en solución, y alta gravedad API, constituyéndose en el campo más rentable de los 5 campos del área.

Tabla 1.7 Características Petrofísicas del Campo Cononaco.

| ARENA | H | U | T |
|------------------|---------------|---------------|---------------|
| Pb [Psi] | 88 | 620 | 860 |
| T [°F] | 220 | 194 | 238 |
| °API | 32.7 | 22 | 28.7 |
| GOR [Scf/Bbl] | 18 | 56 | 20 |
| Bo [Rb/Bbl] | 1.1514 | 1.1325 | 1.2479 |
| SG oil | 1.509 | 1.136 | 1.143 |
| Sw [%] | 50.4 | 35.7 | 42.4 |
| \bar{K} [md] | 1356 | 1532 | 1531 |
| $\bar{\phi}$ [%] | 15.6 | 17 | 20.1 |

1.5.3 Características de Producción y Reservas.

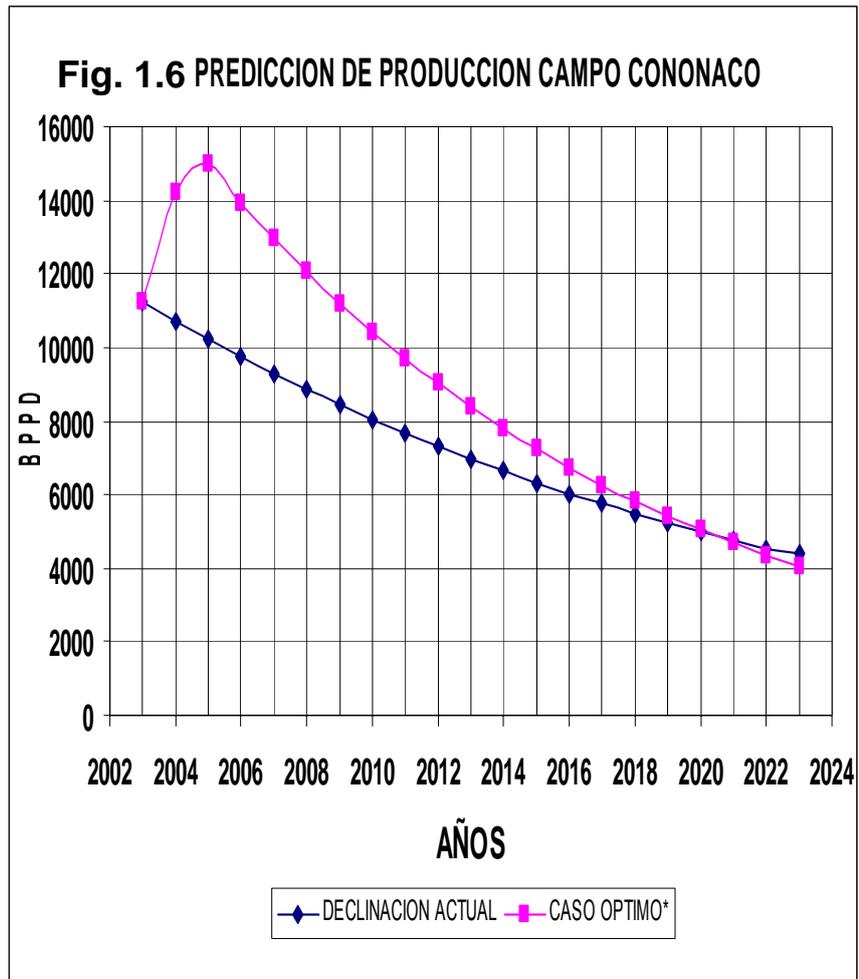
El pozo descubridor, Cononaco – 1, fue perforado por la Texaco – Gulf en 1972. El pozo fue perforado en Hollín Inferior y fluyó con una tasa inicial de 1341 bpd.

Se han perforado 28 pozos en el campo Cononaco, solo el Cononaco – 26 no ha sido productor. La producción acumulada de petróleo hasta mediados del 2001, es de 83 millones de barriles. En estos últimos años el campo Cononaco ha incrementado su producción debido a la perforación de pozos con tasas iniciales altas.

Tabla 1.8 Reservas del Campo Cononaco.

| YACIMIENTO | RESERV. ORIG. (bbl) | NP (DIC. 2003) (bbl) | RESERV. REMAN. (bbl) |
|-------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| G-2 | 428.990 | - | 428.990 |
| NAPO "U" | 2'222.332 | 1'280.957 | 941.375 |
| NAPO "T" | 7'108.152 | 418.018 | 6'690.134 |
| HOLLÍN | 90.315.853 | 117'380.964 | 27'065.111 |
| TOTAL | 127'140.438 | 92'014.828 | 35'125.610 |

La predicción de producción para el campo Cononaco se muestra en la Fig. 1.6.



CAPITULO 2

2 DESCRIPCION DE FACILIDADES DE PRODUCCION.

Como facilidades de producción se conoce a una serie de equipos que son parte de una estación y participan en el proceso de la separación de los fluidos como el agua y gas (además de sólidos indeseables, como sulfatos, arena, etc.) del hidrocarburo que llega a esta locación.

Estas facilidades empiezan en el manifold, donde convergen todos los pozos de un campo de producción, luego el flujo multifásico de hidrocarburos se dirige a los separadores, los cuales funcionan actualmente como bifásicos, solo separan el gas que es transportado por la parte superior del separador hacia scrubbers para drenar el condensado del gas y finalmente es llevado a los generadores de energía o a los mecheros para quemarse.

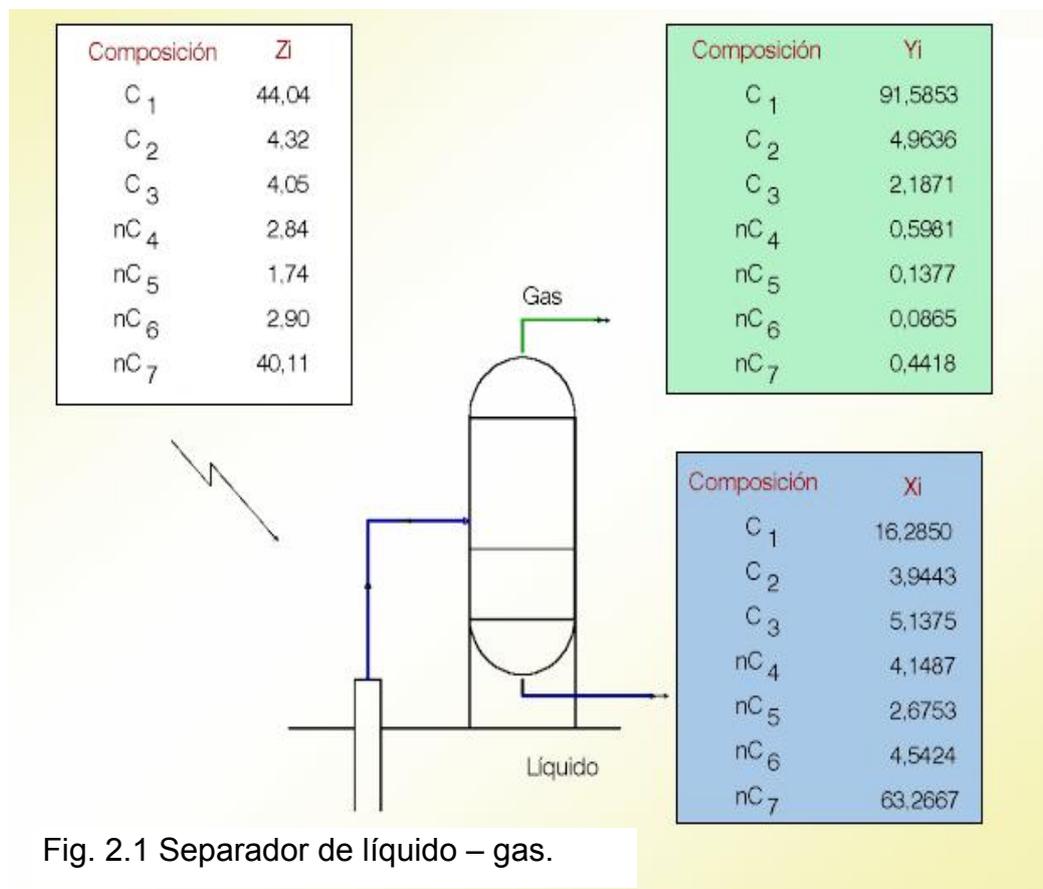
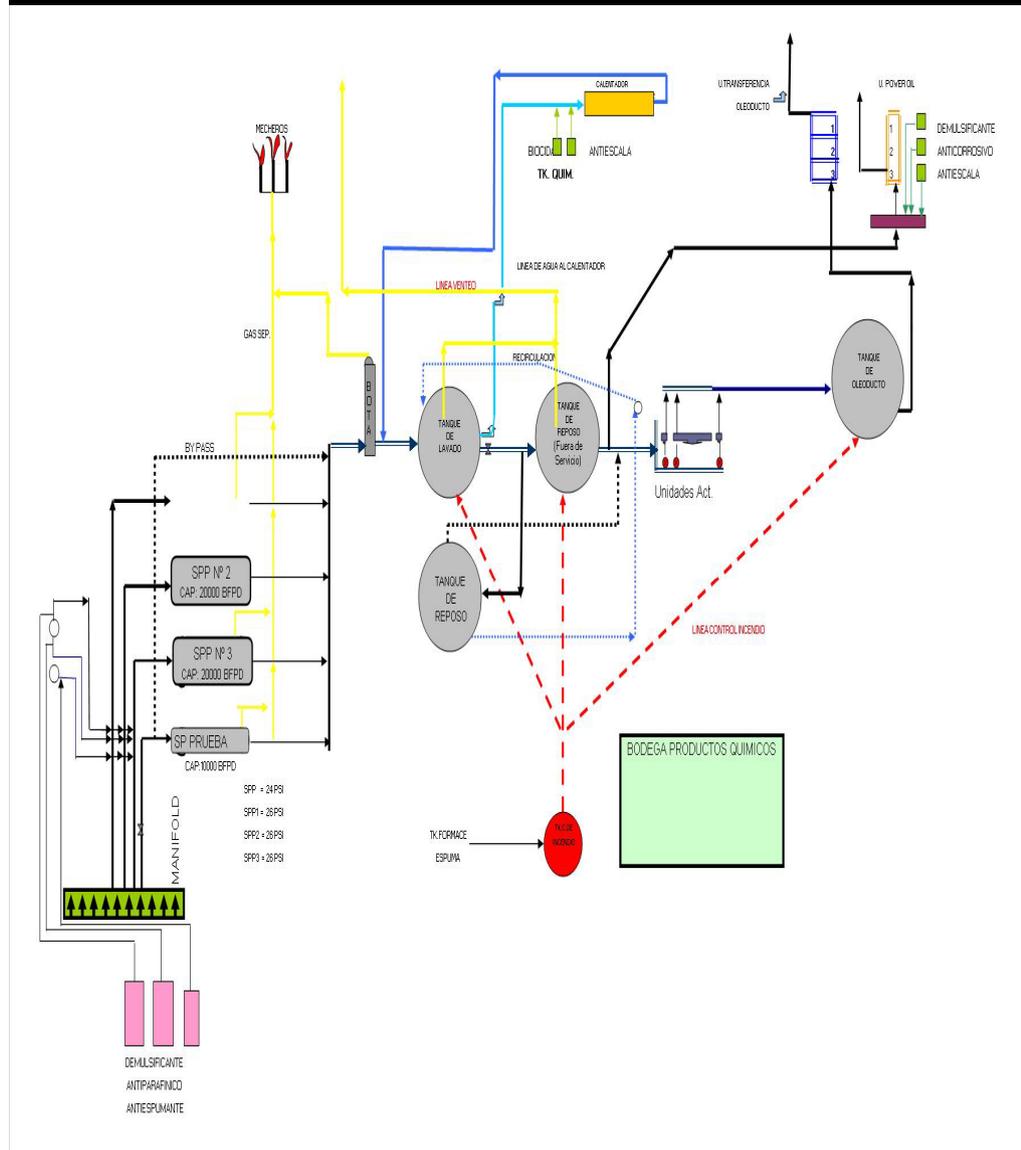


Fig. 2.1 Separador de líquido – gas.

Desde los separadores la mezcla de agua – petróleo es llevada hasta la bota de gas, donde ciertos dispositivos internos aún separan gas hasta llevarlo a los mecheros. Luego, como una mezcla de líquido ingresa al tanque de lavado, donde con ayuda de agitación mecánica, incremento de temperatura y aprovechando la diferencia de densidades el agua se separa del petróleo. El petróleo es llevado al tanque de surgencia y luego desaloja un crudo con características de cierto BSW al tanque de oleoducto. Todo esto se ilustra mejor con la Fig. 2.2.

Fig. 2.2 Diagrama de la Estación Auca Central



El agua no es separada en los separadores pero si lo es en los tanques de lavado, donde el tiempo de residencia juega un papel importante. Posteriormente, esta agua de formación es transportada a las piscinas API o a las estaciones de reinyección, de acuerdo a las necesidades.

A continuación se detallará las facilidades de producción existentes en las cinco estaciones de producción del área Auca. Sin embargo, es válido recalcar que las mini estaciones no tienen separadores, por tanto no intervienen en nuestro estudio.

2.1 Sistema de Separación.

El sistema de separación consta de separadores y botas de gas, son los principales equipos que separan la fase gaseosa de la fase líquida de la mezcla hidrocarburífera.

2.1.1 Separadores.

En Petroproducción se usan separadores de prueba: que son de menor capacidad que los de producción y su objetivo es medir la producción de gas y líquido cuando un pozo es nuevo o sale de algún tratamiento. Los separadores de producción, en cambio tienen una capacidad suficiente para alojar el fluido proveniente de todos los pozos, incluso deben ser dimensionados para un tiempo prudente en cual llegare a aumentar la producción.

Tabla 2.1 Condiciones actuales de los separadores del Campo Auca Central

| ESTACIÓN DE PROD. | | AUCA CENTRAL | | |
|--------------------------|-----------|--------------|-----------|-----------|
| TIPO DE SEPARADOR | | PRUEBA # 1 | PROD. # 1 | PROD. # 2 |
| CAPACIDAD | [Bbl/d] | 10000 | 20000 | 35000 |
| DIMENSIONES | | 20' x 48" | 28' x 72" | 22' x 84" |
| PRESION DE DISEÑO | [Psi] | 125 | 100 | 125 |
| PRESION DE OPERACIÓN | [Psi] | 23 | 24 | 21 |
| TEMP. DE OPERACIÓN | [°F] | 90 | 90 | 90 |
| DIAM. DE ENTRADA MEZCLA | [Pulg] | 6" | 8" | 8" |
| DIAM. DE SALIDA PETROLEO | [Pulg] | 6" | 6" | 8" |
| DIAM. DE SALIDA AGUA | [Pulg] | 4" | 4" | 6" |
| DIAM. DE SALIDA GAS | [Pulg] | 4" | 6" | 6" |
| CAUDAL DE PETROLEO | [Bbl/d] | 332 | 2107 | 2292 |
| CAUDAL DE AGUA | [Bbl/d] | 198 | 819 | 362 |
| CAUDAL INYECTADO | [Bbl/d] | 1690 | 6280 | 5190 |
| CAUDAL DE LIQUIDO | [Bbl/d] | 2220 | 9206 | 7844 |
| CAUDAL DE GAS | [MMscf/d] | 0.083 | 0.099 | 0.141 |
| GRAVEDAD ESPECIFICA | [°API] | 32.1 | 25.93 | 24.10 |
| NUMERO DE POZOS | | Auc – 39 | 6 | 7 |
| CARGA OPERACIONAL | [%] | 22 | 46 | 22 |

Tabla 2.2 Condiciones actuales de los separadores del Campo Auca Sur

| ESTACIÓN DE PROD. | AUCA SUR | | | | |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | PRUEBA #1 | PRUEBA #2 | PROD. #1 | PROD. #2 | PROD. #3 |
| TIPO DE SEPARADOR | | | | | |
| CAPACIDAD [Bbl/d] | 10000 | 10000 | 25000 | 35000 | 20000 |
| DIMENSIONES | 20' x 48" | 16' x 60" | 26' x 84" | 22' x 84" | 20' x 72" |
| PRESION DE DISEÑO [Psi] | 100 | 100 | 125 | 125 | 125 |
| PRESION DE OPERACIÓN [Psi] | 22 | 28 | 26 | 27 | 23 |
| TEMP. DE OPERACIÓN [°F] | 84 | 80 | 90 | 90 | 90 |
| DIAM. ENTRAD MEZCLA [Pulg] | 6" | 6" | 8" | 8" | 10" |
| DIAM. DE SAL. CRUDO [Pulg] | 6" | 6" | 6" | 8" | 6" |
| DIAM. DE SALIDA AGUA [Pulg] | 4" | 4" | 4" | 6" | 6" |
| DIAM. DE SALIDA GAS [Pulg] | 4" | 6" | 6" | 6" | 6" |
| CAUDAL DE PETROLEO [Bbl/d] | 753 | 753 | 3649 | 3514 | 3136 |
| CAUDAL DE AGUA [Bbl/d] | 33 | 33 | 1746 | 1371 | 1369 |
| CAUDAL INYECTADO [Bbl/d] | 2210 | 2210 | 6510 | 12310 | 11880 |
| CAUDAL DE LIQUIDO [Bbl/d] | 2996 | 2996 | 11905 | 17195 | 16385 |
| CAUDAL DE GAS (MMscf/D) | 0.123 | 0.123 | 0.253 | 0.365 | 0.383 |
| GRAVEDAD ESPECIFICA °API | 32.5 | 32.5 | 25.54 | 24.52 | 23.93 |
| NUMERO DE POZOS | Auc - 20 | Auc - 20 | 9 | 9 | 8 |
| CARGA OPERACIONAL (%) | 30 | 30 | 48 | 35 | 59 |

Tabla 2.3 Condiciones actuales de los separadores de los Campo Yuca, Yulebra y Cononaco.

| ESTACIÓN DE PROD. | YUCA | | YULEBRA | | CONONACO |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | PRUEBA #1 | PROD. #1 | PRUEBA #1 | PROD. #1 | PROD. #1 |
| TIPO DE SEPARADOR | | | | | |
| CAPACIDAD [Bbl/d] | 10000 | 20000 | 10000 | 10000 | 35000 |
| DIMENSIONES | 20' x 48" | 26' x 84" | 20' x 48" | 22' x 72" | 22' x 84" |
| PRESION DE DISEÑO [Psi] | 125 | 122 | 100 | 125 | 125 |
| PRESION DE OPERACIÓN [Psi] | 23 | 30 | 30 | 24 | 25 |
| TEMP. DE OPERACIÓN [°F] | 138 | 136 | 125 | 108 | 110 |
| DIAM. ENTRAD MEZCLA [Pulg] | 6" | 8" | 6" | 6" | 10" |
| DIAM. DE SAL. CRUDO [Pulg] | 6" | 8" | 6" | 6" | 12" |
| DIAM. DE SALIDA AGUA [Pulg] | 4" | 4" | 4" | 6" | 4" |
| DIAM. DE SALIDA GAS [Pulg] | 4" | 6" | 4" | 6" | 12" |
| CAUDAL DE PETROLEO [Bbl/d] | 755 | 5085 | 320 | 2945 | 11594 |
| CAUDAL DE AGUA [Bbl/d] | 1402 | 6848 | 747 | 2038 | 9755 |
| CAUDAL INYECTADO [Bbl/d] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CAUDAL DE LIQUIDO [Bbl/d] | 2157 | 11933 | 1067 | 4983 | 21349 |
| CAUDAL DE GAS (MMscf/D) | 0.029 | 0.186 | 0.015 | 0.26 | 0.348 |
| GRAVEDAD ESPECIFICA °API | 18.3 | 19.5 | 14.6 | 18.65 | 30.76 |
| NUMERO DE POZOS | Yuc - 16 | 8 | Yul - 04 | 6 | 23 |
| CARGA OPERACIONAL (%) | 22 | 60 | 11 | 50 | 61 |

En el anexo A se detallará la distribución de cada uno de los pozos por separador en las respectivas estaciones de producción.

Fig. 2.3 CONJUNTO DE SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCION



2.1.2 Botas de Gas.

Fig. 2.4 BOTAS DE GAS UTILIZADAS EN LAS ESTACIONES



Las botas de gas son equipos que se encuentran no solo en las estaciones de producción, sino también en las miniestaciones de producción.

Puesto que las miniestaciones tienen muy pocos pozos y no tienen separadores, entonces, las botas de gas son los equipos usados para desprender la fase gaseosa de la corriente de líquido.

Tabla 2.4 Condiciones actuales de las botas de gas en el área Auca.

| CONDICIONES ACTUALES BOTAS DE GAS EN AREA AUCA | | | | | |
|--|--------------|----------|-------|---------|----------|
| ESTACIÓN | AUCA CENTRAL | AUCA SUR | YUCA | YULEBRA | CONONACO |
| PRESIÓN [Psi] | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| TEMPERAT. (°F) | 90 | 88 | 136 | 108 | 110 |
| ALTURA (Ft) | 56' | 54' | 66' | 54' | 59' |
| DIÁMETRO [Pulg] | 72" | 72" | 74" | 74" | 72" |
| DIÁMETRO ENTRADA LIQ. [Pulg] | 16" | 16" | 10" | 16" | 16" |
| DIÁMETRO SALIDA LIQUIDO [Pulg] | 16" | 18" | 16" | 18" | 16" |
| DIÁMETRO SALIDA GAS [Pulg] | 12" | 12" | 12" | 12" | 12" |
| CAPACIDAD [Bbl/d] | 55000 | 80000 | 20000 | 10000 | 35000 |

2.2 Sistema de Almacenamiento.

El sistema de almacenamiento en las facilidades de producción está constituido por los tanques, que en general pueden ser tanques de lavado, tanques de surgencia y tanques de oleoducto. En algunas ocasiones, no se cuenta con separador de prueba y se usa un tanque pequeño como en la estación Yuca.

En Cononaco, en cambio, se tiene el separador de prueba que actualmente está fuera de servicio, puesto que este campo no tiene una cantidad apreciable de gas que medir y se utiliza un tanque de 500 bbls para reemplazarlo.

2.2.1 Tanques de lavado

Los tanques de lavado se encuentran clasificados como parte del sistema de almacenamiento, a pesar de que, en realidad es ahí donde se rompe la emulsión, separando el agua del petróleo. En las distintas estaciones se encuentra un tanque de lavado, el cual es muy susceptible a la corrosión en su parte inferior, debido al agua de formación acumulada.

Fig. 2.5 TANQUE DE LAVADO



2.2.2 Tanques de surgencia

Estos tanques pueden ser soldados o empernados, dependiendo de su capacidad, son muy importantes porque al reposar el crudo en su interior alcanza el BSW necesario menor al 1%.

En el anexo B se mostrará las características de los tanques de lavado y surgencia existentes en las estaciones de producción de este Campo.

Fig. 2.6 TANQUE DE SURGENCIA



Para completar las facilidades de superficie de todo el área Auca, se debería describir ciertos equipos como: manifolds, bombas para ACT, bombas de químico, bombas de transferencia, bombas booster, calentadores de agua (industriales y artesanales), compresores de aire, generadores, etc., los cuales no son parte de nuestro trabajo y no serán descritos.

CAPITULO 3

3 FUNDAMENTOS TEORICOS UTILIZADOS EN EL REDISEÑO.

3.1 Aspectos teóricos generales.

La producción de un pozo de petróleo, además de petróleo, está casi siempre acompañada de gas natural y agua de formación, la cantidad de éstos fluidos varía dentro de amplios límites según las distintas localidades y diferentes períodos de vida del pozo.

Asociado a estos fluidos se encuentran los sólidos en suspensión como la arena, parafina y carbonatos los cuales dificultan las operaciones en las facilidades de separación.

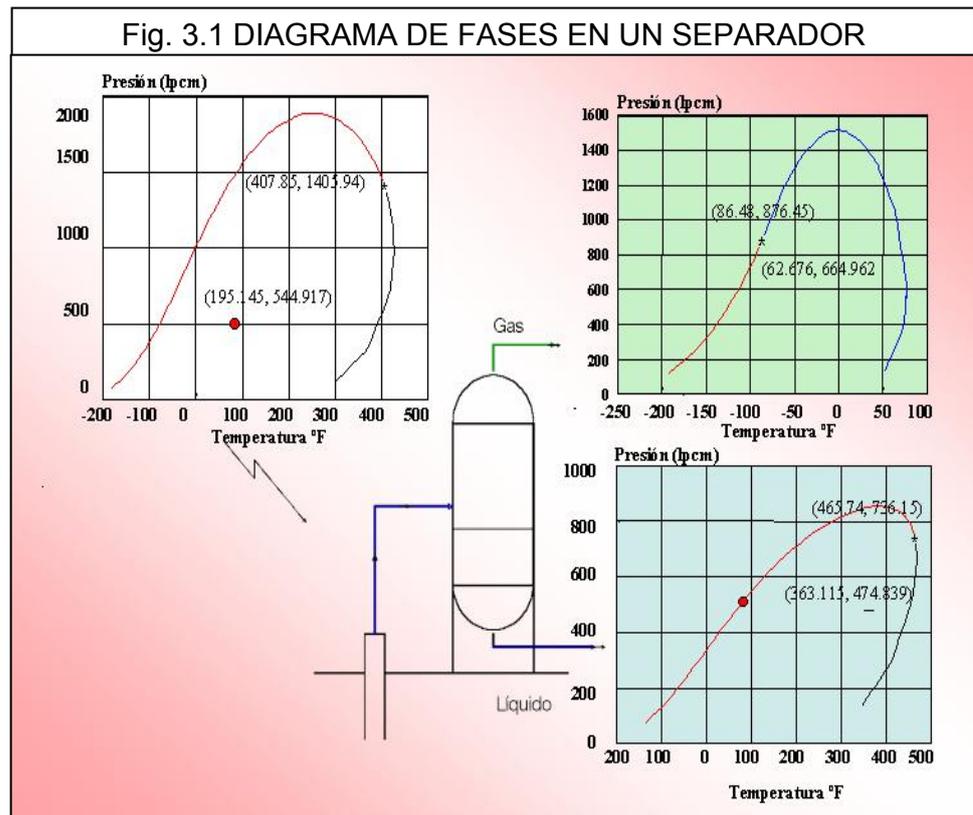
3.2. Comportamiento de fases de hidrocarburos.

Petróleo y gas naturalmente son mezclas de hidrocarburos bastante complejas en composición química, las cuales existen a temperaturas y presiones elevadas en el yacimiento. Cuando el hidrocarburo es llevado a superficie, la temperatura y presión de estas mezclas son reducidas.

El estado de la mezcla de hidrocarburos a condiciones de superficie depende de la composición de estos hidrocarburos, además de la presión y temperatura a la cual son extraídos, del tipo de yacimiento, mecanismo de producción y etapa de producción.

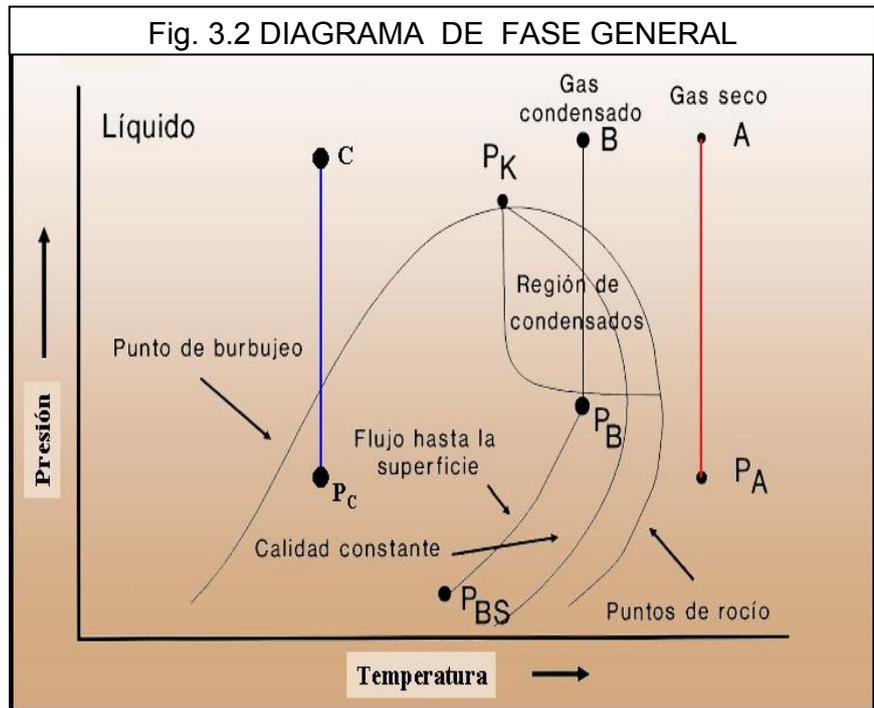
La composición de los hidrocarburos remanentes también sufren cambios debido a los hidrocarburos producidos, la reducción de la presión en el yacimiento trae como consecuencia la variación de las proporciones del gas y líquido existentes en el mismo. El conocimiento de las propiedades físicas de tales mezclas de hidrocarburos es indispensable para evaluar, en términos de volúmenes de líquido y gas a condiciones normales, lo que produce una unidad de fluido del yacimiento.

Un estudio de comportamiento de fases consiste en llegar a predecir las cantidades y composiciones de las fases en equilibrio de un sistema, a cualquier presión y temperatura.



3.2.1. Presión de separación según diagrama de fases.

El diagrama de fases es una herramienta importante utilizada para analizar la presión a la cual operará el separador, cumpliendo la función de separar el gas del petróleo.



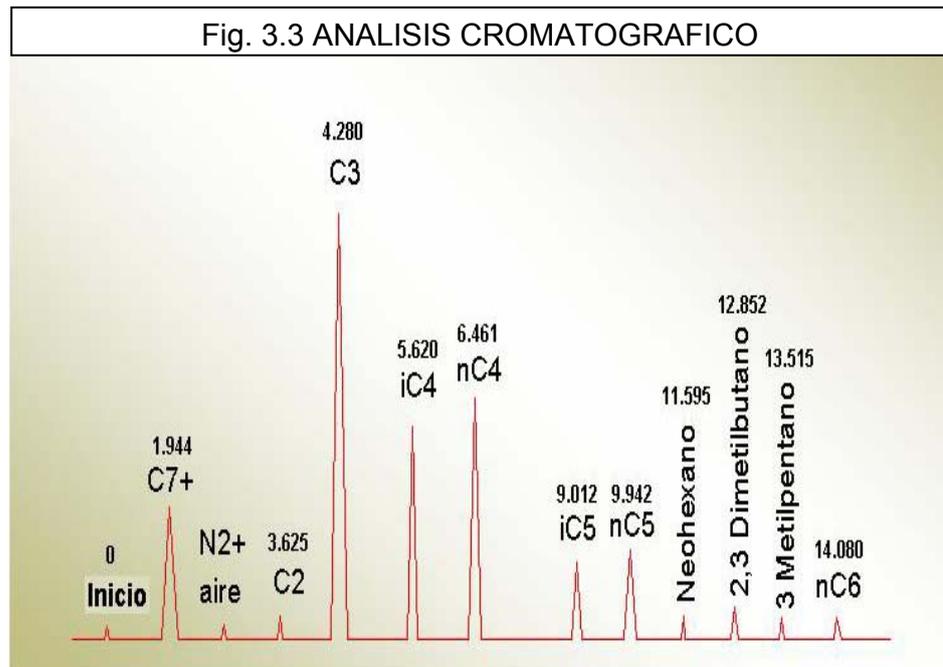
Este mostrará la fase (líquido, gas o ambas) en la que se encontrará a determinada presión y temperatura, la presión de burbuja y de rocío a una temperatura dada, tomando en cuenta que en el proceso de separación de petróleo la presión desciende a temperatura constante.

La presión de separación no debe ser mayor que la presión de rocío a una temperatura dada, lo que significaría estar fuera de la región de dos fases, líquido y gas, y estar en la zona de gas, ocasionando el agotamiento del yacimiento y del pozo y luego su posible abandono.

3.3. Análisis cromatográfico de gases.

La composición química del hidrocarburo gaseoso puede ser especificada a través de la concentración molar desde el metano hasta el heptano. La composición química del hidrocarburo líquido, sin embargo, es mucho más difícil de evaluar debido a que el petróleo está comprendido de hidrocarburos mas pesados que el heptano.

En el área Auca se analizó la composición química del gas en cada estación de producción, las muestras fueron tomadas a la salida de los separadores, en la línea de gas de 6" o 4" de diámetro.



En el trabajo de rediseño de separadores, se necesita de parámetros como gravedad específica del gas, contenido líquido el gas GPM (gal/Mscf), peso molecular del gas, factor de desviación del gas real y viscosidad del gas. En el anexo C se incluyen los análisis cromatográficos de gases que fueron obtenidos del Laboratorio de Corrosión de Lago Agrio.

3.4. Presión de vapor.

Consideremos un recipiente cerrado que ha sido parcialmente llenado con cierto líquido. Las moléculas del líquido están en constante movimiento desarrollando energía cinética, pero no todas las moléculas se mueven con la misma velocidad. Si una de estas “rápidas moléculas” alcanza la superficie líquida, podría tener la suficiente energía para vencer la fuerza de cohesión que las une y podrían pasar a la fase de vapor ().

Como el número de moléculas de la fase de vapor incrementa, la tasa de retorno para la fase líquida también se incrementa y eventualmente una condición de equilibrio dinámico es alcanzada cuando el número de moléculas que dejan el líquido es igual al número de moléculas que regresan.

Las moléculas en la fase de vapor obviamente ejercen una presión en el recipiente que las contiene y ésta presión se la conoce como presión de vapor, es decir, es la presión ejercida por fase vapor a la fase líquido en condiciones de equilibrio.

La presión de vapor es una variable de equilibrio que depende de la temperatura, de tal manera que a cada temperatura corresponde una presión de vapor según se define en la ecuación de Clapeyron:

$$\frac{dP}{dT} = \frac{L_v}{T.V}$$

Esta ecuación proporciona cuantitativamente un valor de cambio de presión de vapor con respecto a los cambios de temperatura,

donde:

P = presión de vapor

T = temperatura absoluta

L_v = calor molar latente de vaporización

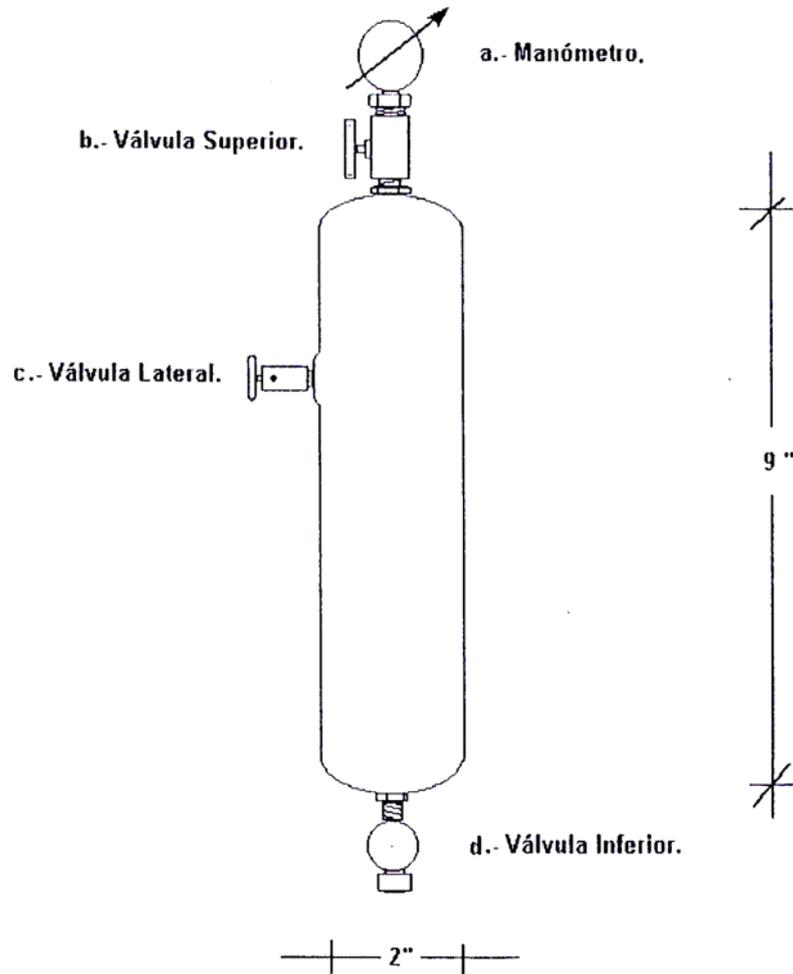
V = incremento de volumen mientras se vaporiza 1 mol de fluido.

La presión de vapor se incrementa cuando la temperatura se eleva, pues por efecto del incremento de energía cinética de los fluidos.

3.4.1. Equipo para medir eficiencia en separadores y botas de Gas por presión de vapor.

Se puede medir la presión de vapor con un equipo llamado bala toma muestras para presión de vapor (1), que consiste de un recipiente cilíndrico con tapas elipsoidales de 9" de longitud por 2" de diámetro que al ser conectado por medio de un capilar a un punto de muestreo de líquido a la entrada o salida del separador.

Fig. 3.4 BALA TOMA MUESTRA



3.4.1.1. Procedimiento para medir la eficiencia de separadores y botas de gas mediante la presión de vapor.

La presión de vapor se mide según el siguiente procedimiento:

1) La bala toma – muestra debe estar en óptimas condiciones.

2) Se conectar un tubo capilar de $\frac{1}{4}$ " a la entrada o salida del separador o bota de gas en un punto de muestreo de líquido.

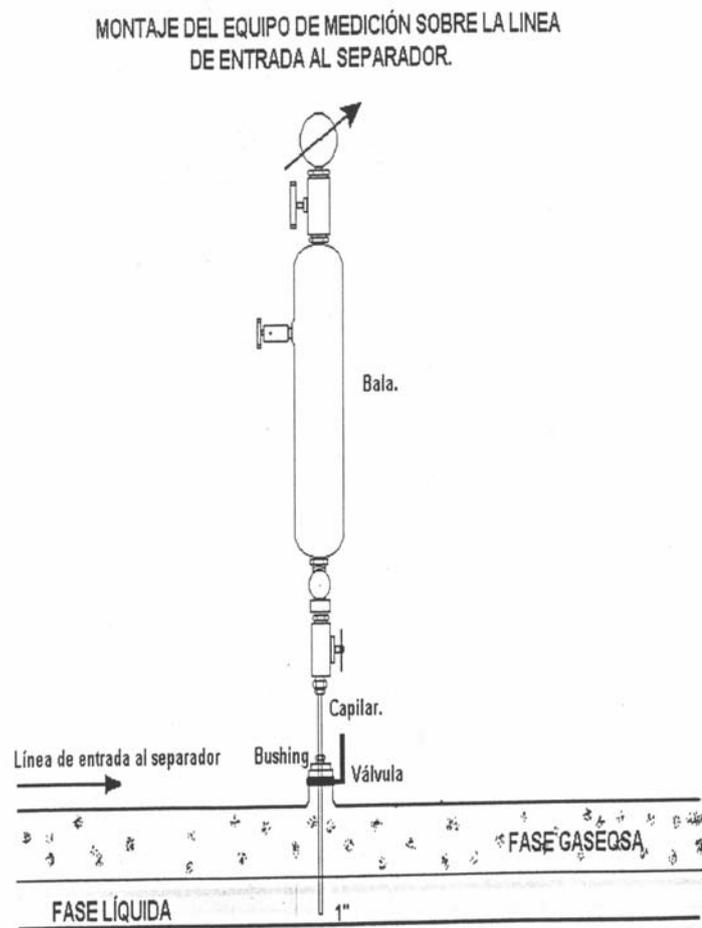
3) Se conecta la bala toma – muestras al capilar, tomando como precaución que la válvula de aguja para drenaje se encuentre cerrada, se abre la válvula del punto de muestreo. Luego se llena el recipiente hasta las $\frac{3}{4}$ partes de su altura, donde se encuentra la válvula de drenaje la cual se abre una vez esté lleno el recipiente.

4) Se drena un poco de líquido con gas libre, se cierra la válvula del punto de muestreo y la válvula de drenaje, asegurándose que en el interior del recipiente no hay gas.

5) Se agita la bala toma – muestras, con el fin de que el gas disuelto ahora esté soluble, instantáneamente se mide la presión de vapor, la cual se registrará para fines de cálculo.

- 6) Se repite el procedimiento por lo menos dos veces más, posteriormente se calcula la eficiencia. Al final se obtiene una eficiencia promedio. Se mide la temperatura a la cual se realizó esta medición.
- 7) Finalmente, se drena el recipiente, se lo limpia y se revisa el buen estado.

Fig. 3.5 MONTAJE DE LA BALA TOMA MUESTRA



Este procedimiento se lo efectúa tanto en separadores como en botas de gas, a la entrada y salida del recipiente.

3.5. Separadores.

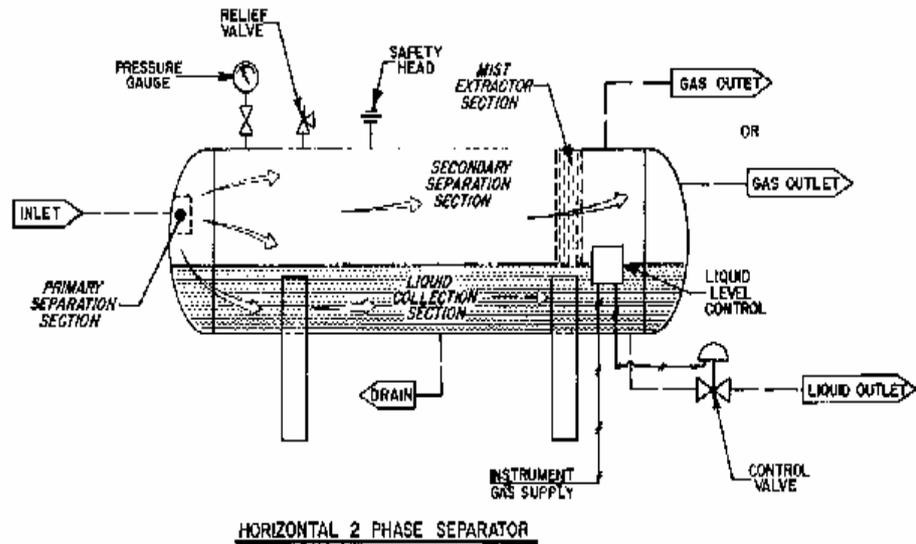
Un separador representa parte fundamental en el proceso de separación de la mezcla hidrocarburífera, son los principales equipos en las facilidades de separación de una estación de producción, razón por la cual deben ser dimensionados y operados en forma apropiada, de tal manera que permitan recuperar la mayor cantidad de petróleo líquido y así mejorando la producción de un campo dado.

3.5.1. Descripción de un separador.

Un separador consta de las siguientes secciones:

- Sección de separación primaria
- Sección de separación secundaria
- Sección de extracción de niebla
- Sección de almacenamiento de líquido

Fig. 3.6 SECCIONES DEL SEPARADOR

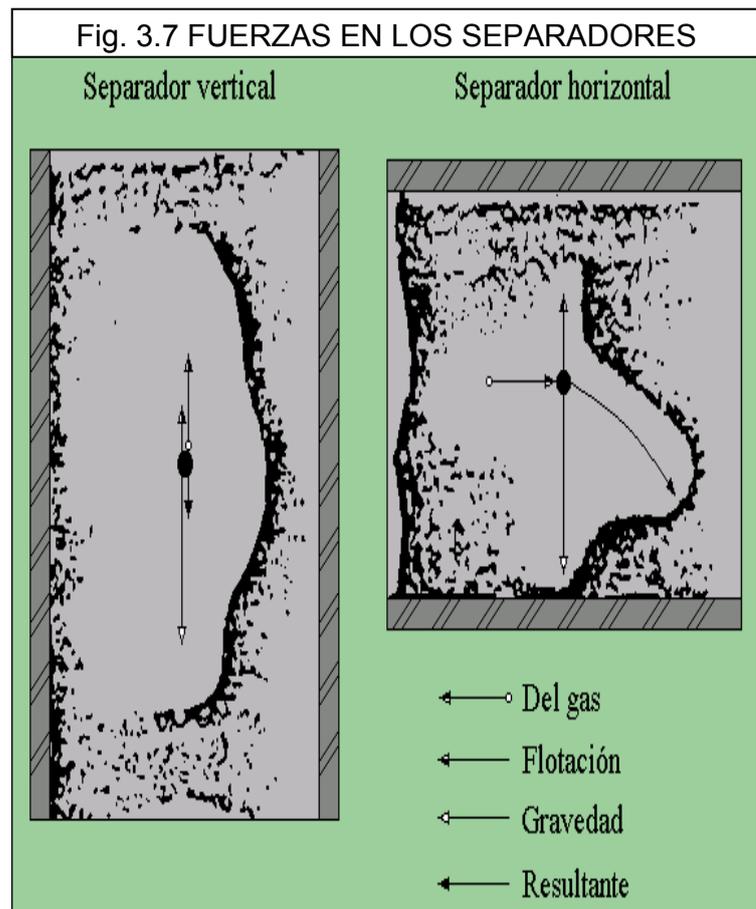


3.5.1.1. Sección de separación primaria.

En esta sección se separa la mayor porción de líquido de la corriente de gas y se reduce la turbulencia del flujo. La separación del líquido en esta sección se realiza mediante un cambio en la cantidad de movimiento, en la dirección del flujo y en su aceleración, que se puede lograr con una entrada tangencial de los fluidos al separador chocando con ciertos dispositivos a la entrada.

3.5.1.2. Sección de separación secundaria.

También llamada sección de fuerzas gravitacionales o sección de asentamiento por gravedad. En esta sección las gotas de líquido se separan por efecto principalmente de la gravedad, las gotas de líquido están sometidas a la influencia de varias fuerzas, siendo las principales las fuerzas de gravedad y las originadas por el movimiento del gas (2).



3.5.1.3. Sección de extracción de niebla.

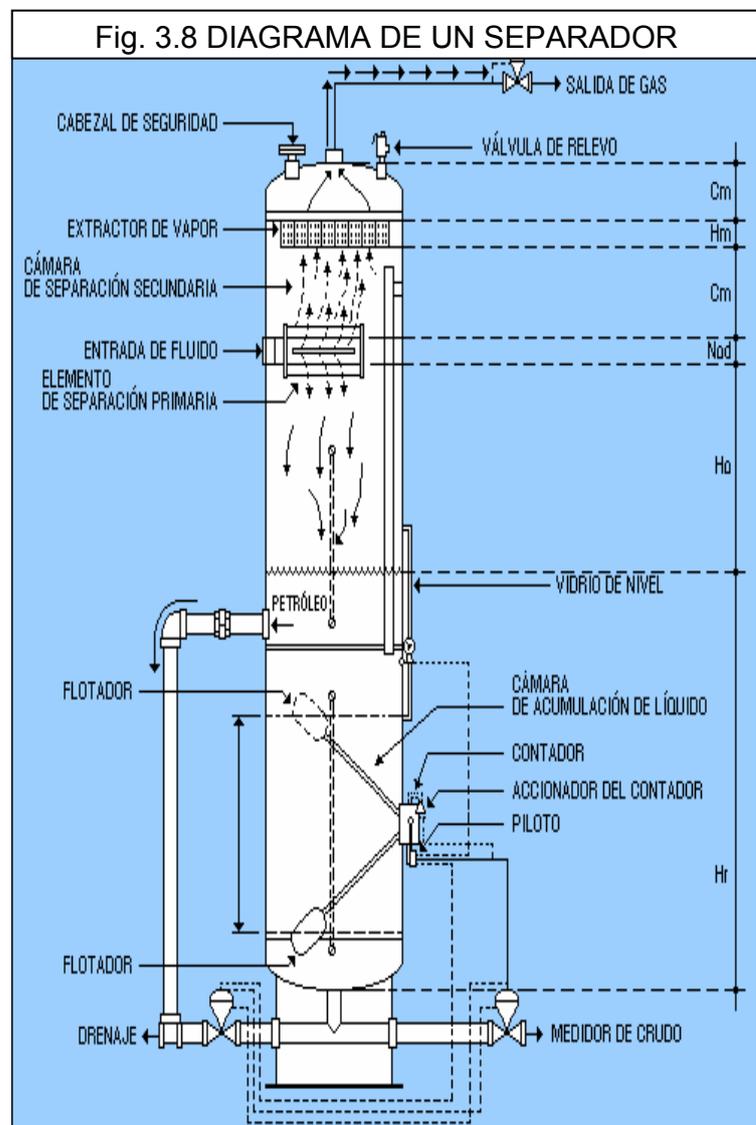
En esta sección se separa del flujo de gas las gotas más pequeñas de líquido que no se recuperaron en las secciones anteriores del separador.

El gas entra al extractor de niebla, con el propósito de que el gas salga lo más seco posible del separador, para utilizarse en otros procesos dentro de la estación o ser quemado en el mechero.

3.5.1.4. Sección de almacenamiento de líquidos.

Aquí se receipta y descarga el líquido separado de la corriente de gas, esta parte se diseña sobre la base del lapso que un pequeño volumen del líquido permanece en el separador, el cual se denomina tiempo de retención o tiempo de residencia y debe ser tal que permita la salida del gas atrapado en el líquido.

Además, se debe disponer de la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador, la misma que está formada principalmente por un controlador, un indicador de nivel, un flotador, una válvula de descarga, una válvula de seguridad, entre otros instrumentos.

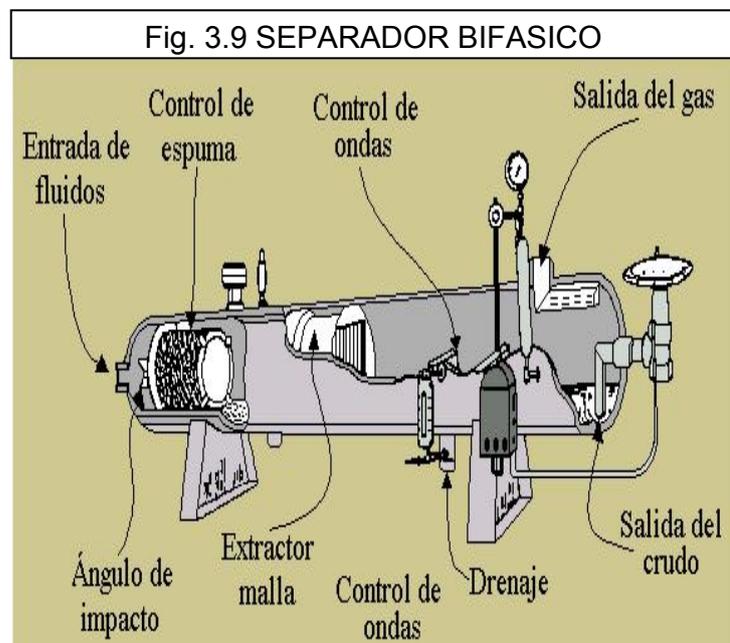


3.5.2. Clasificación de los separadores.

Los separadores se clasifican de acuerdo a las fases que separan en bifásicos (gas – líquido) y trifásicos (gas – crudo y agua), y de acuerdo a su forma pueden ser: horizontales, verticales y esféricos.

3.5.2.1. Separadores de dos fases

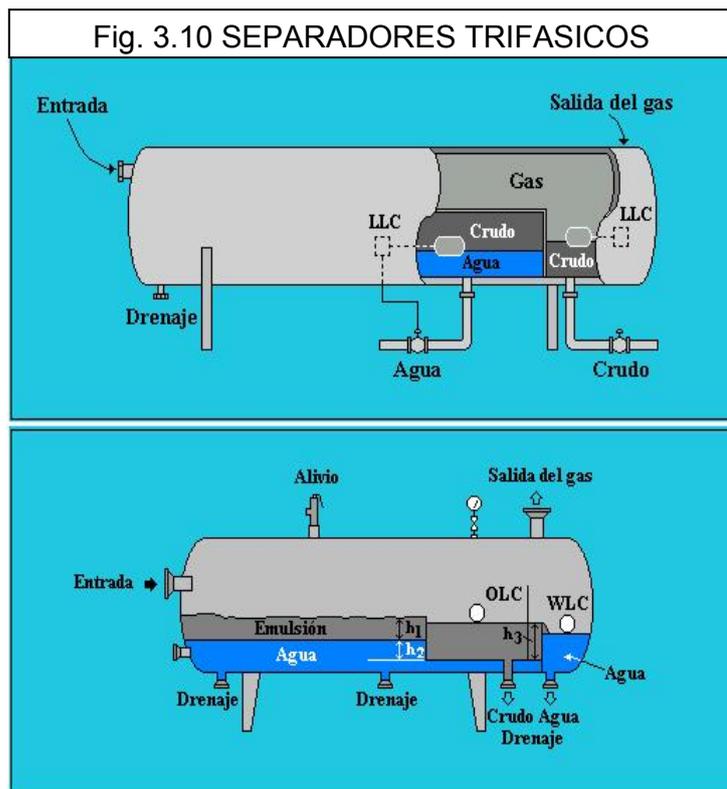
Los separadores de dos fases son aquellos que solo separan el gas del líquido (petróleo y agua), como los que funcionan en el área Auca.



Son separadores convencionales que podrían ser: verticales, horizontales o esféricos.

3.5.2.2. Separadores de tres fases.

Estos separadores llamados generalmente de agua libre, además de separar la fase líquida de la gaseosa, separan el líquido en petróleo y agua no emulsionada en petróleo.



La separación del petróleo y agua no emulsionada tiene lugar debido a la diferencia de densidades.

Para esto se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia.

Además de las secciones y dispositivos con que cuentan los separadores de líquido y gas, el separador de tres fases tiene las siguientes características y accesorios especiales.

- Una capacidad de líquido suficiente para proporcionar el tiempo de residencia necesaria para que se separe el petróleo y el agua.
- Un sistema de control para la interfase agua y petróleo.
- Dispositivos de descarga independientes para el petróleo y el agua.

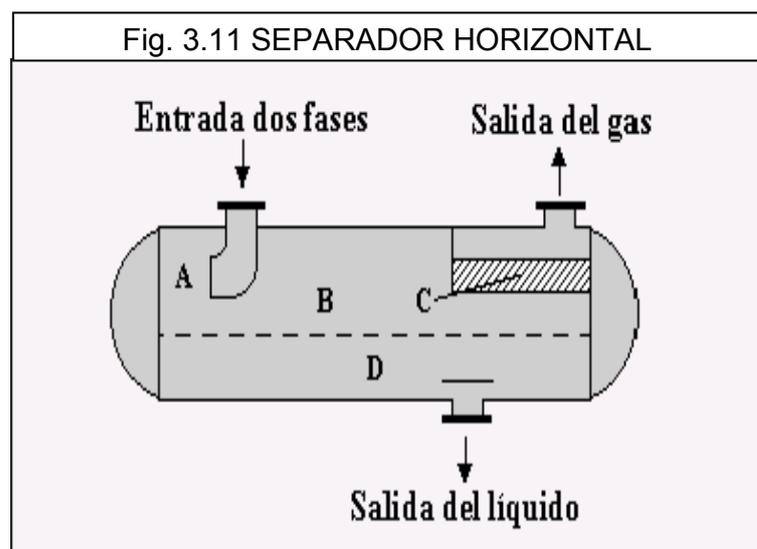
El Free Water Knock Out, es un separador trifásico que se diferencia porque tiene mayor capacidad de almacenamiento (3), además se utiliza para relación gas – petróleo bajo, como ilustra la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Parámetros de selección de los separadores

| TIPO DE SEPARADOR | % AGUA | RELACION GAS |
|----------------------|---------|--------------|
| | LIBRE | PETRÓLEO |
| Bifásico | 0 -30 | >250 |
| Trifásico | 30 -50 | 100 -250 |
| Free Water Knock out | > de 50 | <100 |

3.5.2.3. Separadores horizontales.

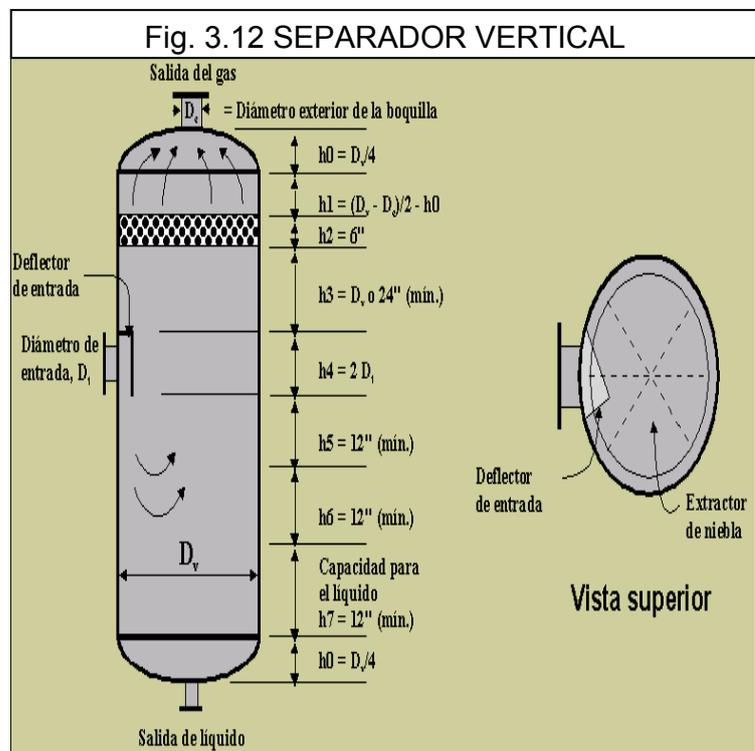
En la Fig. 3.11 se muestra un esquema de un separador horizontal. En éste el fluido entra al recipiente, choca contra una placa; este cambio repentino de dirección del fluido realiza la primera separación de grandes volúmenes de líquido y gas.



En un separador horizontal el volumen asignado para la zona líquida está comprendida entre la mitad y las 2/3 partes del volumen total del separador.

3.5.2.4. Separadores verticales.

Tiene las secciones principales distribuidas en una forma diferente en comparación con uno horizontal. En la Fig. 3.12 se muestra una configuración para un separador vertical.



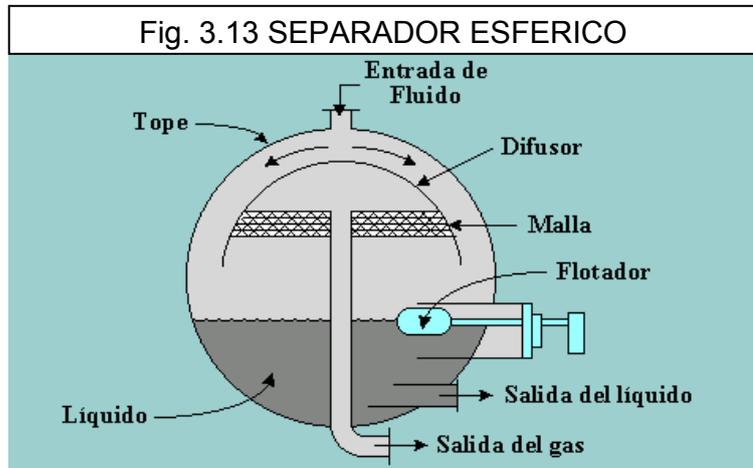
El modo de diseñar un separador vertical es algo diferente, porque se toman en cuenta otras alturas de las secciones.

Generalmente, en un separador vertical hay cuatro secciones que se pueden dimensionar de manera independiente, ajustándose a las normas de diseño.

- Distancia de la salida del gas al extractor de niebla
- Distancia de la malla metálica al orificio de entrada.
- Distancia del orificio de entrada al nivel más alto de líquido.
- Altura asignada al líquido.

3.5.2.5. Separadores esféricos.

Son unidades compactas de separación, de forma esférica, utilizadas para gas de alta presión y con volúmenes pequeños de líquido. Son poco empleados en la industria del petróleo. En la Fig. 3.13 se representa un dibujo esquemático de estos separadores.



Obsérvese que el gas sale por el fondo del recipiente a través de un tubo que sirve de rompe vórtices. Este diseño es utilizable, con igual eficiencia, en separadores horizontales, en los cuales el vorticismo pudiera representar un problema.

3.5.2.6. Selección del tipo de separadores; ventajas y desventajas.

La selección del tipo de separador depende de las características del crudo actuales y a futuro, además del costo que represente dicho separador.

Las ventajas y desventajas serán resumidas en la siguiente tabla (4):

Tabla 3.2 Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de separadores

| TIPOS | VENTAJAS | DESVENTAJAS |
|-------------------|--|--|
| VERTICAL | <ul style="list-style-type: none"> -Control de nivel líquido no es tan crítico. -Puede manejar grandes cantidades de lodo y arena sin obstruirse. -Más fácil de limpiar. -Menor tendencia a revaporización de líquido. | <ul style="list-style-type: none"> -Mayor costo para una capacidad de gas dada. -Tiene diámetros más grandes para una capacidad de gas determinada. |
| HORIZONTAL | <ul style="list-style-type: none"> -Menor costo para una capacidad de gas dada. -Más fácil de montar en skid. Para una capacidad de gas determinada el diámetro es más pequeño que en vertical. | <ul style="list-style-type: none"> -Control de nivel de líquido es más crítico que en vertical. -Requiere mayor espacio en estación. |
| ESFÉRICO | <ul style="list-style-type: none"> -Más barato que horizontal y bifásico. | <ul style="list-style-type: none"> -Tiene espacio de separación limitada. -Control de nivel de líquido es crítico. -Apropiado para gas a altas presiones. |

3.5.3. Componentes de un separador.

Entre los componentes o dispositivos internos de un separador se encuentra un variedad de ellos, aquí se va a citar algunos de los componentes mas importantes de un separador.

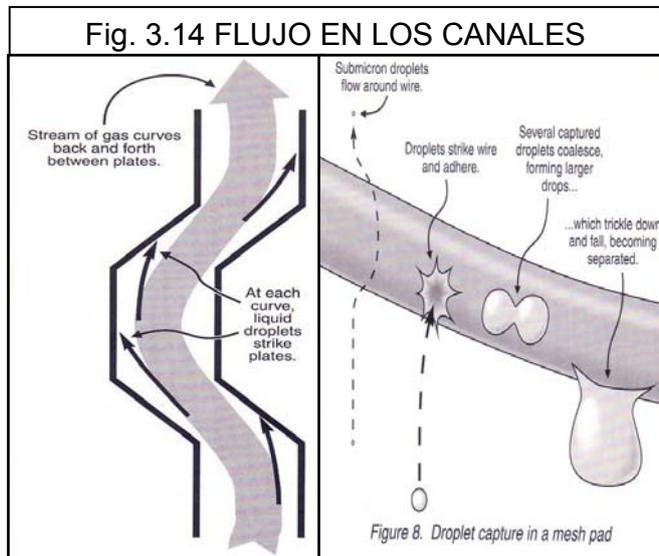
3.5.3.1. Eliminadores de niebla.

El objetivo es aglomerar las partículas del líquido en una corriente de vapor, mejorar la separación y disminuir el arrastre de líquidos, de esta manera también se puede prevenir pérdida de producto, contaminación del aire al quemar el gas, contaminación aguas abajo y corrosión.

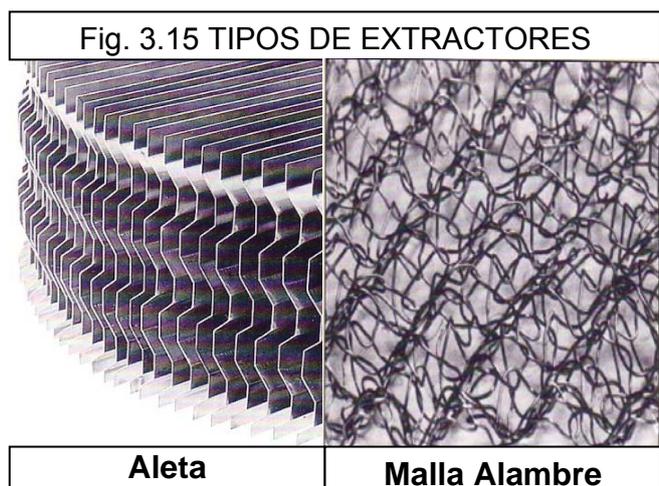
Existen dos tipos de extractores de niebla (5).

- **Tipo aleta (vane mist extractor).** La eficiencia de estas unidades disminuye rápidamente con la presencia de partículas de un tamaño más pequeño que 10 micrones.

Muchos fabricantes aseguran que este tipo de extractor remueve casi el 100% de las gotitas de líquido, y se garantiza un arrastre de 0.1 gal/MMscf. Incluso el extractor de niebla tipo aleta es mas eficiente que el de malla de alambre.



- **Tipo malla de alambre (wire mesh mist extractor).** Este tipo de eliminador de niebla es el más usado, representa un bajo costo de instalación.



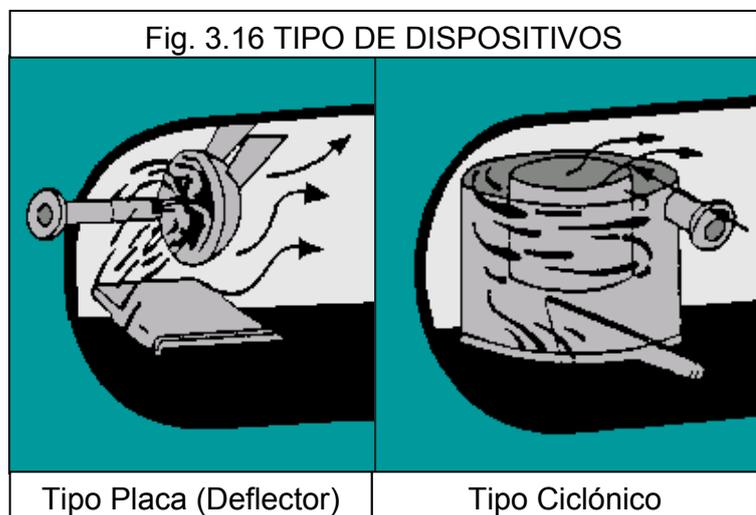
Una desventaja de las unidades tipo malla de alambre, con respecto a las otras, es que el sistema es más propenso a obstruirse, si hay sólidos pegajosos en la corriente del gas, como la parafina.

3.5.3.2. Deflectores.

También llamados dispositivos desviadores de flujo, puede ser un plato esférico, un ángulo de hierro, un cono o cualquier obstrucción que realice un cambio repentino de dirección y velocidad del flujo a la entrada del separador.

La ventaja de los mecanismos tales como la media esfera o el cono es que causan menor turbulencia que las placas o ángulos de hierro reduciendo los problemas de arrastre de gas y de emulsión. Un diseño de un buen deflector optimiza la eficiencia de un separador, incluso evitando la presencia de otros dispositivos internos.

Los dispositivos antes mencionados pueden clasificarse en dos grupos: **tipo placa (deflectores)** y **tipo ciclón**. Los deflectores trabajan por agitación mecánica y los dispositivos de tipo ciclón funcionan mediante fuerzas centrífugas que actúan cuando el flujo multifásico ingresa a través de una chimenea ciclónica.



3.5.3.3. Baffles rompedores de olas.

Es necesario instalar baffles rompedores de olas en separadores horizontales de gran longitud, las cuales son placas verticales perforadas espaciadas a lo largo de la interfase gas – líquido y perpendiculares al flujo en el nivel del líquido.

Fig. 3.17 BLAFES PERFORADOS



Tiene como función moderar el régimen de flujo de turbulento a laminar con el fin de mejorar la separación de las moléculas de gas en la corriente de líquido y evitar la formación de vórtices. Estas placas rompedoras de olas tienen una distribución homogénea de orificios de $\frac{1}{4}$ " por donde pasa el flujo.

3.5.3.4. Sand Jet.

Este tipo de accesorio es indispensable en fluidos con alto contenido de arena, puesto que la arena es un sólido tan abrasivo que desgasta las paredes internas del separador.

Fig. 3.18 SAND JET



Generalmente, este tipo de dispositivo se coloca donde se acumula la arena, funcionando con fluidos a presión mediante toberas de inyección, que hagan posible la remoción parcial de la arena acumulada.

Además, se sugiere también, instalar válvulas y elementos resistentes al efecto abrasivo de la arena.

3.5.4. Factores que afectan la eficiencia de un separador.

3.5.4.1. Presión de operación del separador.

La presión de operación se logra cuando un número determinado de pozos descargan con cierta presión en el separador, sin causar contrapresión en alguno de ellos. Las presiones de operación son bajas y similares en casi todos los separadores del área Auca.

Al disminuir la presión de operación, principalmente en la separación de gas y condensados, la recuperación de líquidos aumenta.

El efecto de la presión se ve reflejado en dos parámetros importantes que son las constantes de equilibrio K_i , y la cantidad de líquido recuperado, pues si la presión de separación cae bruscamente, la corriente de gas arrastrará líquido y disminuirá la recuperación de líquido.

3.5.4.2. Temperatura de separación.

La temperatura de separación interviene de tal forma, que si ésta disminuye, entonces incrementa la recuperación de hidrocarburo líquido en el separador. La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes de fluido y sus densidades.

Pero si la temperatura del separador es baja se podrían formar los hidratos, además se debe considerar la temperatura a la que actúan eficientemente los demulsificantes.

3.5.4.3. Efecto de la composición de la mezcla en el grado de separación.

La composición de la mezcla juega un papel importante en la eficiencia de separación, de hecho, es un parámetro que se monitorea cada cierto tiempo mediante análisis cromatográfico de gases.

Si se presentan cambios bruscos en la composición de una mezcla podría afectar parámetros como la densidad del gas, implicando a su vez a la velocidad crítica.

Normalmente, se presentan cambios disminuyendo las proporciones del metano y etano, incrementando porcentajes de componentes más pesados por efectos de la presión a la cual están sometidos.

3.5.4.4. Tamaño de las partículas de líquido.

En un separador trifásico, es importante considerar el tamaño de las partículas de agua a separarse del petróleo, cuyo valor debe ser máximo de 500 micrones; mientras el diámetro de las gotas de petróleo a separarse del agua no debe exceder los 200 micrones (6).

La separación de gotas de petróleo del agua es más fácil que la separación de gotas de agua del petróleo, puesto que la viscosidad del agua es 5 a 20 veces menor que la viscosidad del petróleo.

3.5.4.5. Velocidad crítica del gas.

La velocidad del gas dentro del separador es uno de los factores que mas influyen en la eficiencia de separación. La velocidad crítica del gas obedece a la expresión:

$$V_c = K * \sqrt{\frac{\rho^l - \rho^g}{\rho^g}}$$

donde:

K = constante de Souders y Brown

ρ^l =densidad del líquido a condiciones de operación, (lb/pie3)

ρ^g =densidad del gas a condiciones de operación, (lb/pie3)

3.5.4.6. Tiempo de residencia.

El tiempo de residencia o tiempo de retención se puede considerar como el parámetro más importante en el funcionamiento de un separador, y depende del caudal y a las condiciones físico-químicas del hidrocarburo que entra al separador.

El tiempo de residencia depende de la gravedad API como de la temperatura a la cual opera el separador.

Tabla 3.3 Tiempo de retención mínimo para separadores.

| SEPARADORES BIFÁSICOS | |
|-------------------------------|-------------------|
| 35°API o más | 2 minutos |
| 20° a 34°API | 3 minutos |
| 15° a 19°API | 4 minutos |
| SEPARADORES TRIFÁSICOS | |
| 35°API o más | 5 minutos |
| 20° a 34°API | 10 minutos |
| 15° a 19°API | 15 minutos |

3.5.5. Criterios de diseño.

Existen algunas normas de diseño de separadores y obviamente algunos fabricantes, sin embargo, hay que tener en cuenta que la factibilidad de someterse a una u otra normativa o de aceptar la forma como el fabricante construye sus equipos debe ser analizada conscientemente.

3.5.6. Espesor de las paredes de un separador.

Las paredes de un separador deben tener la resistencia necesaria para soportar presiones de flujo tremendas, en especial cuando cambia las condiciones del flujo de los pozos o cuando se incorpora un nuevo pozo.

Según la ASME el espesor de la pared de un separador se calcula para un diámetro interno dado y una presión de trabajo.

El espesor de la pared y de las tapas elipsoidales de un separador se lo calcula con las siguientes fórmulas (7):

$$t = \frac{P * R_o}{S * E + 0,4 * P} + CA \qquad t = \frac{P * D_o}{2 * S * E + 1,8 * P} + CA$$

Donde:

t = espesor de la pared, pulg

P = presión de diseño, psig

Ro = radio exterior, pulg

Do =Diámetro externo, pulg.

S = stress permitido o estrés de diseño, psi

E = eficiencia de la unión

CA = corrosión permisible, (1/16 o 1/8 pulg)

En el área Auca se manejan distintos espesores de planchas de 3/8, 5/8 de pulgada dependiendo de la capacidad de fluido que maneja. El anexo D muestra las inspecciones técnicas en algunos separadores.

3.6. Botas de gas.

Este equipo sirve como separador de producción alterno temporal, en el caso de que los separadores primarios se inunden y exista la necesidad de trabajar en by – pass; sin embargo, si la bota de gas no está bien diseñada, puede ocurrir inundación de la misma, afectando la calidad de la separación.

Se la debe diseñar para eliminar el GOR residual a la descarga de los separadores, recomendándose sobredimensionar en un 50% para ayudar en el caso de by – pass.

3.6.1. Componentes de una bota de gas.

Una bota de gas está compuesta por un cilindro interno por la cual suben el petróleo y el agua, hasta chocar con un deflector, descendiendo luego por el espacio anular para ingresar al tanque de lavado; éste tipo de bota de gas es el más empleado por PETROPRODUCCION.

Existen otras configuraciones de botas de gas, por ejemplo botas con ingreso externo de líquido, con entrada tangencial a cierta altura por encima del tanque de lavado o con entrada por la parte superior de la bota de gas.

El diseño de una bota de gas es más simple que el de un separador, al igual que la cantidad de componentes internos.

3.6.1.1. Deflector.

El deflector de una bota de gas, tiene la forma de un sombrero chino, con un ángulo de 45° , y se encuentra a la salida de un tubo interno concéntrico, por donde asciende el crudo y el agua.

El deflector cambia el movimiento de las partículas de líquido y desgasifica aún las pequeñas moléculas de gas que han sido arrastradas por la corriente de líquido del separador.

3.6.1.2. Baffles perforados.

La bota de gas tiene en la parte superior del deflector una serie de placas o baffles, generalmente tres, de manera inclinada, con un ángulo de unos 45° .

3.6.2. Factores que afectan la eficiencia de una bota de gas.

Entre los factores que afectan la eficiencia de una bota de gas tenemos los siguientes:

3.6.2.1. Tamaño de la bota de gas.

Por norma general, las botas de gas tienen una altura equivalente a $\frac{4}{3}$ de la altura de un tanque de lavado, además de que debe tener una relación de esbeltez de por lo menos 14 (8).

Cuando el chorro de líquido impacta en el deflector y desciende por el anular, permite la liberación de gas, y éstas partículas de gas a su vez necesitan recorrer una longitud adecuada para que decanten las últimas gotitas de líquido que aún se hallan en su interior.

3.6.2.2. Disposición de los baffles.

La disposición de los baffles permite mayor o menor aporte de área superficial para evitar que gotitas de líquido escapen en la corriente de gas, pues al chocar con la superficie del agujero de 0,25" del baffle, es restringiendo el paso del líquido descendiendo al fondo de la bota.

Otros factores son la presión y la temperatura, si tomamos en cuenta que una bota de gas opera con un ligero vacío de 2 psig que permite extraer la mayor cantidad de hidrocarburos ligeros y vapores presentes en el crudo.

3.6.2.3. Diámetro de las boquillas.

El diámetro de las boquillas de la bota de gas tanto a la entrada como a la salida de gas y de líquido de la bota está regularizada por normas que permiten usar velocidades máximas a fin de evitar erosión de las boquillas debido al ingreso de sólidos abrasivos.

3.6.2.4. Tiempo de residencia.

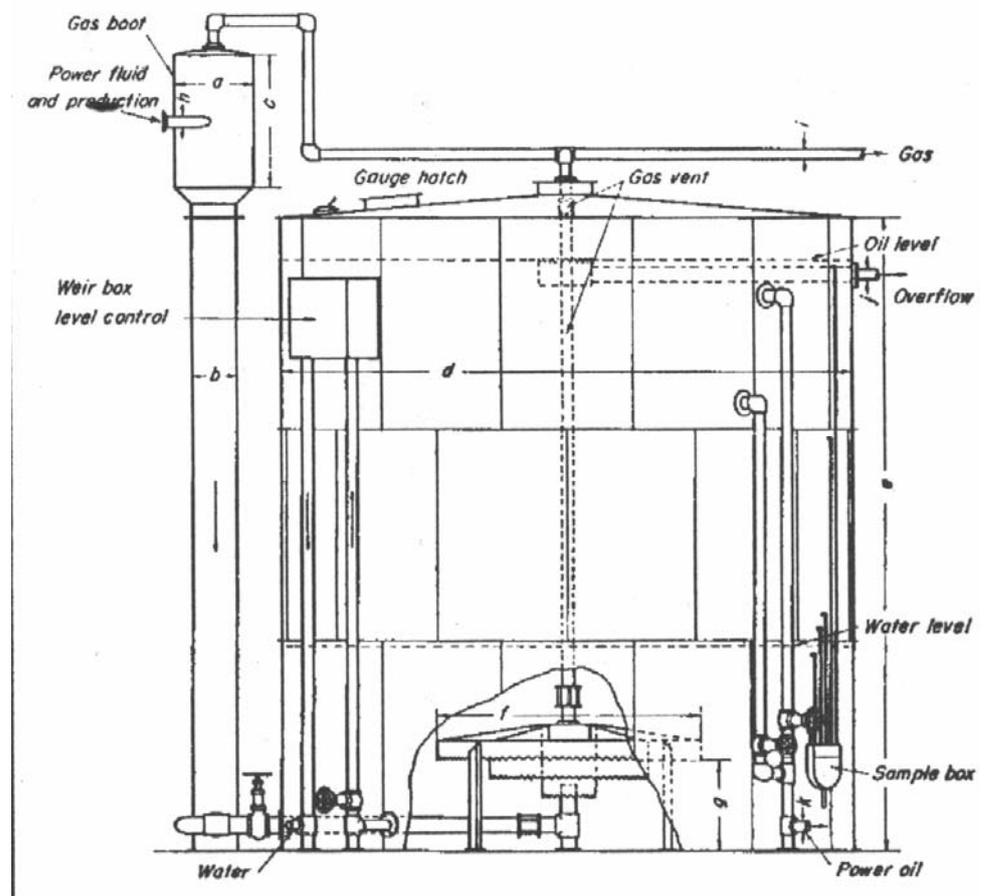
Al considerar la bota de gas como un separador vertical, el tiempo de residencia se lo calcula de igual manera que el de un separador bifásico, y los tiempos de residencia son similares al de un separador. El tiempo de residencia debe permitir la eliminación del gas residual proveniente de la corriente líquida.

3.6.3. Criterios de diseño.

El criterio de diseño para una bota de gas se encuentra normalizado por el API 12J Sección VIII Div. I (9). En el capítulo posterior se efectúan diseños de botas de gas con normas usadas por fabricantes como la I.P. Constructors

3.7. Tanques de lavado.

Fig. 3.19 ESQUEMA DE UN TANQUE DE LAVADO



También llamados wash tank, estos recipientes cumplen la función principal de eliminar el agua, atrapando las gotas separadas en el “colchón de agua”, deshidratando el crudo casi en su totalidad, por lo que funciona como un separador gravitacional. El tanque de lavado es un tanque formado por placas soldadas y puede ser de techo fijo o cónico.

3.7.1. Componentes de un tanque de lavado.

3.7.1.1. Deflector.

Se trata de una enorme pantalla interna a la entrada del flujo de petróleo donde golpea el chorro de crudo y agua, la idea es que se separen por acción de la diferencia de densidades de ambos líquidos.

3.7.1.2. Placas internas.

El tanque de lavado tiene una serie de placas internas distribuidas en trayectoria sinusoidal de tal forma que facilitan la separación del agua del petróleo.

Estas placas tienen una altura que va desde el fondo del tanque hasta una plancha antes del tope del tanque, y atraviesan la fase petróleo, emulsión y agua.

3.7.1.3. Pierna hidrostática.

La pierna hidrostática es un dispositivo externo que tiene como función determinar la altura del “colchón de agua” que va a empujar al petróleo hacia la boquilla de descarga del tanque. Generalmente, la pierna hidrostática es fijada para mantener en 8 pies de altura la transición entre agua y petróleo.

3.7.1.4. Válvulas de presión y vacío.

Los tanques de lavado de techo fijo, tienen en la parte superior del techo cuatro válvulas de presión y vacío, para aliviar el exceso de presión ocasionado por el gas que aún se encuentra en la parte superior del tanque como parte del concepto de solubilidad, el cual se mide en onzas de agua.

La otra función de esta válvula es la de evitar que la presión interna del tanque disminuya, puesto que toma aire del ambiente y lo suministra al interior del tanque si es necesario.

Estas válvulas se encargan de equilibrar la presión interna del tanque de lavado.



3.7.2. Factores que afectan la eficiencia de un tanque de lavado.

El funcionamiento de un tanque de lavado puede ser afectado por factores como los siguientes:

3.7.2.1. Altura del colchón de agua.

En el tanque de lavado se forma un colchón de agua que no es más que cierta altura de agua, unos 8 a 12 pies de altura (como máximo), el cual tiene como función ayudar a elevar la fase de crudo que se encuentra en la parte superior del colchón de agua, esto sucede gracias a la mayor densidad del agua con respecto al crudo.

Si el colchón de agua aumenta exageradamente, entonces aumenta también la altura de la emulsión, ocasionando problemas y perjudicando el BSW.

En Auca Sur, suceden problemas operacionales al incrementar el colchón de agua a 14 pies de altura cuando no se descarga agua a la piscina de reinyección en el caso de que la generación de energía no sea suficiente.

3.7.2.2. Temperatura del agua.

El agua está constantemente recirculando en la parte inferior del tanque de lavado, saliendo hacia un calentador de agua incrementando su temperatura entre 10 - 25 °F aproximadamente.

Es necesaria esta temperatura por dos razones:

Primero, porque alta temperatura permite que los crudos parafínicos no afecte la descarga hacia el tanque de surgencia; y segundo, ayuda a romper la emulsión o interfase petróleo – agua. En la tabla 3.3 se detalla un análisis de parafina y de residual de aceite en agua.

Tabla 3.4 Residual de los tanques de lavado de Auca.

| RESIDUAL DE ACEITE EN AGUA Y PARAFINA DE LOS WASH TANKS DE AUCA | | | | | |
|---|------------------------------------|----------|------------------|-----------|--------------|
| Locación | Residual de Aceite en Agua (ppm) | Parafina | | | |
| | | (%) | Interfase (pies) | Calidad | Antip. (ppm) |
| Auca Central | 7,8 | 2 | 10-15 | Muy suave | 4,3 |
| Auca Sur | 8,8 | 1 | 10-15 | Muy suave | 6,8 |
| Yuca | 10,9 | 1,5 | 10-15 | Muy suave | 8,5 |
| Yulebra | 80,1 | 1,2 | 10-15 | Muy suave | 10,4 |
| Cononaco | 25,0 | 0 | 10-15 | Muy suave | 4,4 |

3.7.2.3. Estabilidad de la emulsión.

La emulsión tiene ciertas características: si en el laboratorio se rompe la emulsión con 5 gotas de demulsificante, se dice que es una emulsión suave; sino es una emulsión estable.

Generalmente, una emulsión estable trae problemas al sistema de separación, pues requerirá mayor temperatura y mayor proporción de químicos para romperse y liberar crudo atrapado en ella. Curiosamente, las emulsiones estables se deben a veces a la cantidad de químicos que se aplican a la separación de crudo.

3.7.2.4. Tiempo de residencia.

El tiempo de residencia para un tanque de lavado se estima de la siguiente forma:

$$T = \frac{V}{Q} * 24$$

Donde:

T = tiempo de residencia del petróleo, horas

V = volumen real del petróleo en el tanque, Bbls

Q = caudal del petróleo, Bbl/d

El tiempo de residencia en un tanque de lavado, es el lapso en el cual las gotas de petróleo se separan del agua y las gotas de agua descienden del petróleo, es un tiempo largo y necesario porque realmente es aquí donde se deshidrata el petróleo en las condiciones actuales en que trabajan los tanques de lavado en Auca.

3.7.3. Espesor de las paredes del tanque.

Todos los tanques en general tienen un espesor de las paredes proporcional a la presión hidrostática que van a soportar, siendo el espesor de la plancha del fondo del tanque de $\frac{1}{2}$ " de espesor, y el espesor de las paredes aumentando de abajo hacia arriba desde $\frac{3}{8}$ " hasta $\frac{1}{4}$ ", el espesor del techo es de $\frac{3}{16}$ ".

3.7.4. Corrosión en tanques.

Los tanques de lavado son propensos a corroerse en su parte inferior, debido a las sales del agua de formación, aunque la pintura epóxica retarda la corrosión. Otro punto crítico de un tanque es el fondo del mismo, vulnerable a fallas como picaduras internas y en la parte baja de la lámina ocasionado por cargas por soporte de techo, drenaje inadecuado de agua debajo del tanque o por cimientos de roca mal compactados.

Sin embargo, hasta ahora el método más eficaz para prevenir la corrosión por agua salina y gas carbónico consiste en colocar ánodos de sacrificio que van colocadas del techo del tanque, según la norma API RP 651.

3.8. Tanques de surgencia.

También llamados surge tank, en estos tanques se recibe el petróleo con un BSW de máximo 1%, pero que debido a ciertos problemas operativos, como la falta de tanque de lavado por mantenimiento, se lo acondiciona para que cumpla la doble función.

Pueden existir una o varias succiones en las bombas de transferencia que bombean al tanque de oleoductos localizados a 3, 6, 9 pies de altura.

A configuración del techo y los accesorios es similar al tanque de lavado, aunque su capacidad y peso es menor, a veces se tiene tanques de reposo soldados o empernados, pero estos últimos tienden a liquear. Los tanques de reposo tienen menor espesor que los tanques de lavado con espesor de paredes de 5/16" de espesor, según fabricación de la empresa Columbian Tectank.

Existe en algunas estaciones de producción una bota de gas en la entrada de este tanque, por donde se recibe la producción de los pozos que tiene BSW < 1%, directamente del separador de producción, para disminuir este petróleo en el tanque de lavado y generar un tiempo de residencia mayor.

En el anexo E se detalla los componentes de un separador, una bota de gas y un tanque.

CAPITULO 4

4 DIAGNOSTICO DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS ACTUALES DE LAS FACILIDADES DE SEPARACION.

En este capítulo se describe las condiciones actuales a las cuales operan las facilidades de separación, y cabe recalcar, como se mencionó en la introducción que el objetivo de nuestro estudio es diagnosticar cómo se encuentra el funcionamiento de los separadores y las botas de gas de las cinco estaciones de producción del área Auca.

En el anexo F se presentan esquemas para las cinco estaciones de producción del área Auca.

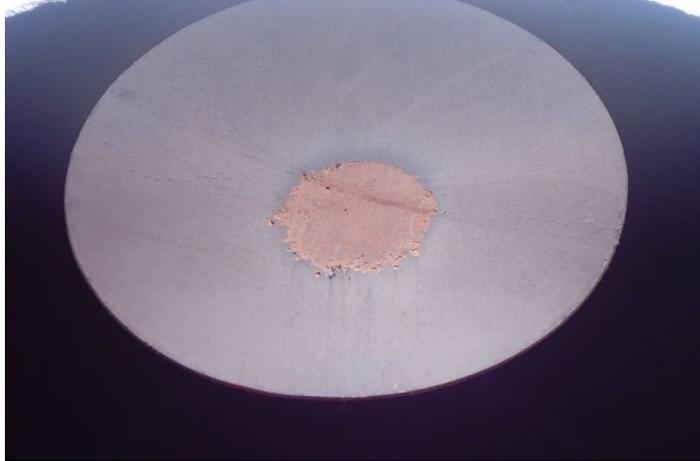
4.1 Inspección técnica de un separador

Es necesario para realizar un correcto diagnóstico de separadores, una inspección visual como la realizada en el taller de Proyectos Especiales de Lago Agrio, donde se reparan los equipos de facilidades de producción. Desafortunadamente esta inspección no se pudo realizar en una bota de gas.

Esta inspección visual fue realizada en un separador de prueba de 22 ft x 48 pulg de dimensión, en el taller de Proyectos Especiales, con el fin de cambiar planchas de acero cuando ha excedido el límite de corrosión permisible, según los informes de la compañía que inspecciona el espesor de las paredes de los separadores.

El deflector que se usa en los separadores de PETROPRODUCCION, es por lo general un plato esférico cóncavo, el cual soporta un fuerte cambio de momento debido al chorro de mezcla hidrocarbúrfera que ingresa al separador, este chorro que contiene cantidades de agua y sólidos impacta generalmente en el centro del deflector y los desgasta.

Fig. 4.1 DEFLECTOR DESGASTADO



Por esa razón se acostumbra a colocar en el centro de los deflectores una masilla muy resistente que le recubre y así se alarga la vida de los deflectores (Fig. 4.1).

Fig. 4.2 COALESCEDOR DESGASTADO



Sin embargo, las normas API acerca de dispositivos internos indican que los dispositivos internos en recipientes de presión deben ser sustituidos por otro mecanismo en caso de mostrar evidencia de corrosión o de distorsión.

Este separador presentaba coalescedores que son dispositivos acanalados para ayudar a evitar flujos turbulentos. Los coalescedores son poco usados en el Distrito Amazónico, puesto que son elementos muy viejos y de complejo mantenimiento cuando se taponan con parafinas, tal como muestra la Fig. 4.2.

El área de flujo de estas placas es muy reducida y presentan una gruesa capa de parafina, además de que la corrosión prácticamente rompe y desgasta las láminas coalescedoras.

Actualmente se reemplazan los coalescedores por baffles perforados. Estos baffles perforados no son elaborados bajo normas API, puesto que los diámetros son elaborados a presión o soldadura con diámetros irregulares de aproximadamente 1 pulg, distribuidos de manera heterogénea.

El modelo de extractor de niebla (Fig. 4.3) también es un dispositivo muy antiguo que se usa desde la época de Texaco.



Su configuración consiste en una caja rectangular de 12 pulg. de altura, 12 pulg. de ancho y 18 pulg. de longitud, cuya parte inferior tiene una serie de alambres y llena casi en su totalidad de unos anillos de acero inoxidable.

Separadores de otros campos emplean en lugar de anillos de acero unos núcleos de porcelana, incluso cuellos de botella, puesto que por su geometría y material retiene gotas de líquido.

Los separadores tienen mantenimientos: preventivos que se elaboran cada 3, 6 y 12 meses, y correctivos para cambiar planchas de acero desgastadas por corrosión. Generalmente las paredes y las 2 tapas del separador de prueba tienen una corrosión permitida de 0,125 pulg del espesor de acero de material SA – 70 que tienen un espesor de 3/8 o 0,375 pulg de espesor.

Fig. 4.5 DESGASTE EN LAS LAMINAS DE ACERO



Como panza de un separador se conoce a la parte inferior del mismo, es ahí donde las planchas de acero se deterioran con mayor facilidad debido a la acción química del agua de formación que por densidad siempre se encuentra en la parte inferior del separador, causando una agresiva corrosión en la parte inferior del separador incluso en la costura del recipiente.

Pero hay que reconocer que este tipo de extractor no cumple su función como debería ser, pues tiende a llenarse de parafina y permite el reingreso de gas en el líquido. En realidad debería emplearse extractores de niebla tipo malla de alambre o tipo aletas que permiten menor arrastre de líquidos.

Las boquillas de salida muestran la agresiva naturaleza parafínica del fluido, como indica la Fig. 4.4. Por ejemplo, la boquilla de salida de agua de 2 pulg de diámetro presenta una reducción de casi un 50% de su área por acción del taponamiento por parafina, la boquilla de salida de petróleo tiene un taponamiento similar considerando que es un separador bifásico y que sale agua junto con el petróleo.



4.2 Diagnóstico de la eficiencia de separadores:

4.2.1 Por Prueba de Presión de Vapor

En el capítulo anterior establecimos conceptualmente la presión de vapor, ahora ponemos en práctica dicho concepto, ya que **la fracción molar de cada componente de una mezcla hidrocarburífera multiplicada por la presión de vapor de cada uno de esos componentes contribuye o es igual a la presión de vapor de la mezcla.**

Como en los separadores trabajamos con mezclas, aprovechamos este concepto, para hallar la presión de vapor de la mezcla a la entrada del separador y la presión de vapor a la salida de los separadores, y finalmente determinar la eficiencia del separador:

$$Eficiencia = \frac{P_{ventrada} - P_{vsalida}}{P_{ventrada}} * 100\%$$

Donde:

$P_{ventrada}$ = Presión de vapor a la entrada del separador a temperatura de operación.

P_{valida} = Presión de vapor a la salida del separador a temperatura de operación.

4.2.1.1 Determinación de Eficiencia en separadores

Antes de presentar los resultados de la evaluación de eficiencia por presión de vapor, es necesario establecer unas consideraciones:

- La presión de vapor en realidad se mide a temperatura de 100°F, pero no existe el equipo necesario para llegar a dicha temperatura, aunque la temperatura a la cual se hicieron las pruebas es cercana a los 100°F.
- Inicialmente se planeaba medir la eficiencia en todos los separadores del área, pero no es posible puesto que en la mayoría de los separadores del área Auca, no se dispone de toma muestras a la entrada y/o salida de los separadores.

Se realizó tres mediciones para cada separador y tener un mejor valor de la eficiencia el cual se obtiene mediante un promedio de ellas. Estas eficiencias promediadas dan valores menores al 80% de eficiencia, valor que es considerado una referencia para concluir que un separador trabaja eficientemente.

Tabla 4.1 Eficiencia de algunos Separadores

| SEPARADOR | PRESION VAPOR ENTRADA | PRESION VAPOR SALIDA | Eficiencia [%] | EFICIENCIA PROMEDIO |
|---------------------|-----------------------|----------------------|----------------|---------------------|
| Medición # 1 | | | | |
| Prueba A Central | 21 | 8 | 62 | |
| Prueba #1 A Sur | 26 | 6 | 77 | |
| Prod #3 A Sur | 21 | 4 | 81 | |
| Medición # 2 | | | | |
| Prueba A Central | 21 | 8 | 62 | |
| Prueba #1 A Sur | 26 | 6 | 77 | |
| Prod #3 A Sur | 21 | 5 | 76 | |
| Medición # 3 | | | | |
| Prueba A Central | 21 | 8 | 62 | 62 |
| Prueba #1 A Sur | 26 | 7 | 73 | 76 |
| Prod #3 A Sur | 21 | 6 | 71 | 76 |

4.2.1.2 Eficiencia de botas de gas

En una bota de gas se aplica el mismo concepto de presión de vapor que en un separador, tomando como presión de vapor de entrada a la presión en un punto antes de ingresar a la bota. Mientras la presión de vapor a la salida se la toma en un punto de muestreo entre la bota y el tanque de lavado.

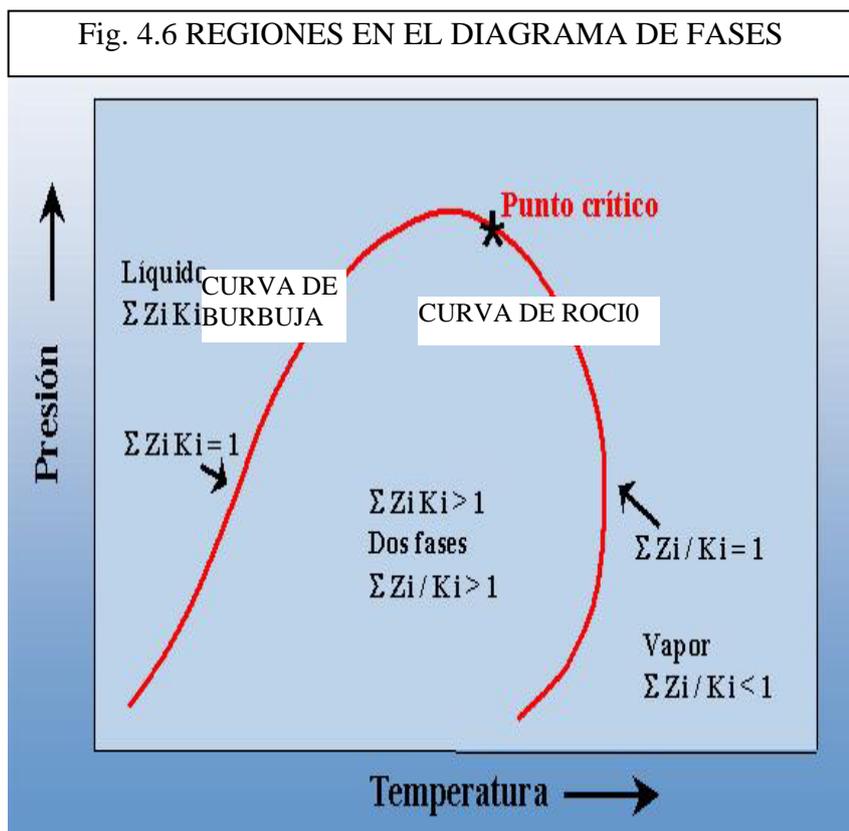
Tan sólo fue posible tomar una bota de gas como referencia, para determinar eficiencia, cuyos datos se presentan a continuación en la Tabla 4.2:

Tabla 4.2 Eficiencia de algunas botas de gas

| SEPARADOR | PRESION VAPOR ENTRADA | PRESION VAPOR SALIDA | Eficiencia [%] | EFICIENCIA PROMEDIO |
|-------------------------|-----------------------|----------------------|----------------|---------------------|
| Medición # 1 | | | | 69 |
| Prueba A Central | 12 | 3 | 75 | |
| Medición # 2 | | | | |
| Prueba A Central | 12 | 4 | 67 | |
| Medición # 3 | | | | |
| Prueba A Central | 12 | 4 | 67 | |

La bota de gas de Auca Central arroja una eficiencia de 69%, que no es considerada óptima, tomando en cuenta que una bota de gas elimina menor porcentaje de gas que un separador, esto en la parte teórica.

4.2.2 Por Diagrama de fases



Si se encuentra en la región de dos fases desde ya se puede concluir que este separador o algún componente de este están trabajando ineficientemente, explicando que la muestra de gas tiene un arrastre de líquido. Aún así, si el porcentaje del líquido en el diagrama de fases es bajo en este caso podríamos decir que el extractor de neblina está trabajando ineficientemente.

En cada uno de las muestras de gas del área Auca se encontró que el porcentaje de líquido es menor al 10%, lo que indica que el extractor de niebla necesita ser cambiado o requiere mantenimiento. Los diagramas de fases se realizaron con la ayuda del software J. M. Campbell (10) y los resultados se detallan en el anexo G.

4.3 Evaluación de los separadores del área Auca

Uno de los parámetros más importantes en la evaluación de los separadores es el tiempo de retención o tiempo de residencia, tiempo en el cual una gota de líquido ingresa al separador, permite la liberación de gas y luego es descargada a través de la salida del separador.

El tiempo de residencia se calcula como el cociente entre el volumen retenido de líquido, y la capacidad teórica de los separadores, valores que son mostrados en tabla siguiente:

Tabla 4.3 Tiempo de residencia en los separadores.

| Estación | Tipo | Dimen. (ft x pulg) | Caudal | Capac. (b/d) | Fracción | Tiempo |
|-----------|--------------|-----------------------|------------------|-----------------|----------------|--------|
| | Separador | | Líquido (b/d) | | Llenado (%) | |
| A Central | Prueba 1 | 20'x48" | 2126 | 10000 | 50 | 3,22 |
| | Producción 1 | 28'x72" | 9070 | 25000 | 40 | 3,25 |
| | Producción 2 | 22'x84" | 7934 | 35000 | 35 | 2,17 |
| A. Sur | Prueba 1 | 20'x48" | 3010 | 10000 | 50 | 3,22 |
| | Prueba 2 | 16'x60" | 3010 | 10000 | 50 | 4,03 |
| | Producción 1 | 26'x84" | 13534 | 25000 | 40 | 4,11 |
| | Producción 2 | 22'x84" | 16768 | 35000 | 40 | 2,48 |
| | Producción 3 | 20'x72" | 16237 | 20000 | 40 | 2,9 |
| Yuca | Prueba 1 | 20'x48" | 2157 | 10000 | 50 | 3,22 |
| | Producción 1 | 26'x84" | 11933 | 35000 | 50 | 3,67 |
| Yulebra | Prueba 1 | 20'x48" | 1067 | 10000 | 50 | 3,22 |
| | Producción 1 | 22'x72" | 4983 | 20000 | 50 | 3,99 |
| Cononaco | Producción 1 | 22'x84" | 23714 | 35000 | 50 | 3,10 |

Como se puede apreciar, los tiempos de residencia establecidos para los separadores de prueba son de 3,22 minutos, considerados muy buenos para la función del separador de prueba bifásico.

Para los separadores de producción, el tiempo de residencia debe ser un poco mayor, en realidad debería ser de 5 minutos.

El tiempo de residencia también se lo puede hacer experimentalmente al percibir el tiempo al cual descarga el líquido colocando la mano en la línea de salida a la altura de la válvula de descarga, pero desafortunadamente esto no se cumple a cabalidad, pues los flujos intermitentes de ciertos pozos no permite percibir un valor constante de tiempo de residencia.

Esta descarga es regulada por un sensor en la interfase líquido-gas, emitiendo una señal que permite que la válvula de descarga **back pressure valve** sea abierta, enviando la mezcla petróleo-agua hacia la bota de gas. Este proceso ocurre en separadores bifásicos, como los del área Auca.

En muchos separadores de Auca Central y Auca Sur, la válvula de descarga funciona parcialmente entre un rango de operación 35 – 50% de fracción de llenado, ocasionando un tiempo de residencia menor al que realmente se podría obtener, si al líquido se le permitiera llegar a un nivel adecuado.

La evaluación indica que los separadores de producción # 2 de Auca Central, y producción # 2 y producción # 3 de Auca Sur tienen un tiempo de residencia menor a 3 minutos, indicio de un sobredimensionamiento en el separador de Auca Central debido a su fracción de llenado, y subdimensionamiento en los separadores de Auca Sur, como consecuencia de la carga operacional.

En Yuca, Yulebra y Cononaco, los niveles de líquido si llegan al 50% del diámetro de los separadores, aunque su tiempo de residencia sean de 3 minutos, teóricamente sabemos que es insuficiente que trabajen como bifásicos.

4.4 Evaluación de las botas de gas del área Auca

Las botas de gas se evalúan de una manera similar al de los separadores, pues se considera como un separador bifásico vertical que trabaja a presión casi atmosférica, donde su capacidad es equivalente a la suma de cada una de las capacidades nominales de los separadores.

El tiempo de retención es el parámetro más importante en una bota de gas, y se calcula como el cociente de volumen de líquido sobre la capacidad del recipiente, considerando que una bota de gas trabaja al 70% de su altura total. Los tiempos de residencia de las botas de gas del área Auca se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.4 Tiempo de residencia en las botas de gas.

| Estación | Capac. (b/d) | Dimens. (ft x pulg) | Caudal Líquido (b/d) | Fracción Llenado (%) | Tiempo Reten. (min) |
|-----------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| A Central | 60000 | 56'x72" | 17004 | 70 | 5 |
| A Sur | 80000 | 54'x72" | 46539 | 70 | 3 |
| Yuca | 35000 | 66'x74" | 11933 | 70 | 10 |
| Yulebra | 20000 | 54'x74" | 4983 | 70 | 15 |
| Cononaco | 35000 | 59'x72" | 23714 | 70 | 9 |

Según la tabla, los tiempos de retención indican claramente que la bota de gas de Auca Sur trabaja de manera subdimensionada, es decir, la capacidad que maneja actualmente mantendrá un tiempo de retención que disminuirá si aumenta la producción.

La bota de gas que opera en la estación de producción de Auca Central, presenta un tiempo de residencia apropiado de 5 minutos, suficientes para efectuar una separación adecuada del gas residual.

En cambio las botas de gas de las estaciones Yuca, Yulebra y Cononaco, presentan tiempos de residencia altos, como indicio de un sobredimensionamiento de la bota de gas, en especial la bota de Yulebra.

CAPITULO 5

5 REDISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SEPARACION

El rediseño de las facilidades está orientado hacia los separadores y botas de gas, proponiendo dos alternativas para separadores y dos alternativas para botas de gas. Este rediseño se realizó con ayuda de hojas electrónicas para separadores y botas de gas detalladas en el anexo H.

5.1 Rediseño de separadores

5.1.1 Consideraciones

Se tomará en cuenta que en las estaciones de producción de Auca Central y Auca Sur existe un sistema levantamiento artificial por medio de Power Oil.

Los separadores que procesan bajo este tipo de levantamiento, trabajan con un BSW que es el resultado de la mezcla entre el fluido motriz utilizado (BSW < 1%) y el fluido de la formación productora, las emulsiones duras propias de la bomba Jet, hacen imprescindible trabajar con separadores bifásicos en estas estaciones.

Por otro lado, las estaciones: Yuca, Yulebra y Cononaco, trabaja por medio del sistema de levantamiento artificial de Bombeo eléctrico sumergible, el cual aporta cantidades apreciables de agua libre y un alto BSW, además las emulsiones provenientes de los pozos no son consideradas estables por lo general, sería conveniente utilizar separadores trifásicos (11).

Desde este punto de vista, tenemos las siguientes propuestas:

5.1.2 Rediseño de los separadores utilizando los recipientes actuales.

Las actuales estaciones de producción cuentan con variedad de separadores que podrían ser utilizados en el rediseño, pero que obviamente se debe su modificar sus dimensiones respetando la esbeltez establecida por las normas, tratando de aprovechar en lo máximo los equipos existentes.

Estación Auca Central

Es factible rediseñar los separadores de Auca central, ya que se pueden ampliar en caso de ser necesario, manteniendo su funcionamiento actual como bifásicos, pero ampliando sus respectivos tiempos de residencia y restituyendo a la normalidad la válvula de descarga de cada separador, para aumentar el nivel de llenado al 50% de su volumen.

A continuación se detallará el rediseño de cada separador:

Separador de Producción # 1

Consideraciones:

BSW = 22.6% GOR = 20.3 scf/d °API = 25.74

| TIEMPO RETENCION 5 minutos | | | | | |
|-----------------------------------|-------------|------------|----------------|-----------------|----------------|
| DIMENSIONES | | | | CAUDALES | |
| O.D | Ls/s | L/D | H. liq. | GAS | LIQUIDO |
| 72 | 24 | 4.00 | 36 | 2 | 13000 |
| [Pulg] | [Ft] | | [Pulg] | [MMscf/d] | [Bbl/d] |

El resultado de nuestro análisis muestra que esta cantidad de fluido debe ser manejada por un separador bifásico de 72"x24' con un tiempo de retención de 5 minutos. Actualmente este separador tiene como dimensiones 72"x28' que puede manejar esta cantidad de fluido y podría alojar el fluido de un pozo más.

Separador de Producción #3

Consideraciones:

BSW = 16.6% GOR = 30.4 scf/d °API = 24.24

| TIEMPO RETENCION 5 minutos | | | | | |
|----------------------------|------|------|---------|-----------|---------|
| DIMENSIONES | | | | CAUDALES | |
| O.D | Ls/s | L/D | H. liq. | GAS | LIQUIDO |
| 72 | 20 | 3.33 | 36 | 2 | 10000 |
| [Pulg] | [Ft] | | [Pulg] | [MMscf/d] | [Bbl/d] |

El separador de producción # 2 trabaja actualmente con una fracción de llenado de 40% y sus dimensiones son 84"x22', y como se explicó en el capítulo anterior, la evaluación indicó un sobredimensionamiento.

Entonces es conveniente que el fluido a tratar en el separador de producción # 2 pase al separador de producción # 3, que actualmente no está funcionando, de dimensión 72"x22', este separador puede manejar perfectamente la capacidad de líquido, con la exclusión del pozo Auca 09 que pasa al separador # 1, con un tiempo de residencia de 5 minutos.

Estación Auca Sur

Al igual que los separadores en Auca Central estos también se los rediseña como bifásicos, debido a que las características del fluido son similares, en cuanto a tipo de levantamiento artificial, corte de agua y GOR.

Cabe recalcar, que si es necesario se ampliará la longitud de los separadores siempre bajo las normas API para diseño.

Separador de Producción #1

Consideraciones:

BSW = 30.7%

GOR = 23 scf/d

°API = 25.43

| TIEMPO RETENCION 5 minutos | | | | | |
|----------------------------|------|------|---------|-----------|---------|
| DIMENSIONES | | | | CAUDALES | |
| O.D | Ls/s | L/D | H. liq. | GAS | LIQUIDO |
| 84 | 26 | 3.71 | 42 | 2 | 15564 |
| [Pulg] | [Ft] | | [Pulg] | [MMscf/d] | [Bbl/d] |

El separador # 1 de Auca Sur actualmente tiene dimensiones de 84"x26', el cual operando con un tiempo de residencia de 5 minutos satisface la capacidad requerida de 15564 barriles diarios demandada por el rediseño de este separador.

De esta manera se comprueba que aumentando la fracción de llenado a 50% en separadores como éste, se puede mejorar el tiempo de residencia

Separador de Producción # 2

Consideraciones:

BSW = 21.2% GOR = 27.6 scf/d °API = 24.51

| TIEMPO RETENCION 5 minutos | | | | | |
|-----------------------------------|-------------|------------|----------------|-----------------|----------------|
| DIMENSIONES | | | | CAUDALES | |
| O.D | Ls/s | L/D | H. liq. | GAS | LIQUIDO |
| 84 | 28 | 4.00 | 42 | 2 | 20123 |
| [Pulg] | [Ft] | | [Pulg] | [MMscf/d] | [Bbl/d] |

El separador de producción # 2 opera actualmente con dimensiones de 84"x22'.

El rediseño de este separador indica que es necesario ampliar su longitud 6' más, pues se requiere de un separador de 84"x28' con un tiempo de residencia de 5 minutos, suficiente para una buena separación.

Separador de Producción # 3

Consideraciones:

BSW = 28% GOR = 28.3 scf/d °API = 23.93

| TIEMPO RETENCION 5 minutos | | | | | |
|-----------------------------------|-------------|------------|----------------|-----------------|----------------|
| DIMENSIONES | | | | CAUDALES | |
| O.D | Ls/s | L/D | H. liq. | GAS | LIQUIDO |
| 84 | 28 | 4.00 | 42 | 2 | 20000 |
| [Pulg] | [Ft] | | [Pulg] | [MMscf/d] | [Bbl/d] |

Se puede trasladar el separador de producción # 2 de Auca Central de 84"x22' y modificarle su longitud costura a costura 6' para alcanzar la longitud de 28' y satisfacer la capacidad requerida, con un tiempo de 5 minutos de retención según el rediseño.

El separador de producción # 3 funciona actualmente con dimensiones 72"x20', lo cual es insuficiente para tratar de alargar el separador con el mismo diámetro por motivos de la relación de esbeltez.

Estación Yuca

El separador actual no puede manejar la capacidad total como un separador trifásico.

Se propone trabajar con el actual separador de Yuca y el separador de producción # 1 de Cononaco para procesar la producción total del campo Yuca, redistribuyendo los pozos a ambos separadores procurando equilibrar el BSW en ambos.

Para el rediseño se considera el separador de Yuca como el separador # 1 (Yuc 01-B, Yuc 07, Yuc 08, Yuc 09 y Yuc 12) y el separador de Cononaco como el separador # 2 (Yuc 14, Yuc 15 y Yuc 16).

Separador de Producción # 1

Consideraciones:

BSW = 64.2%

GOR = 70 scf/d

°API = 19.77

| TIEMPO DE RETENCION 15 minutos | | | | | | | |
|--------------------------------|--------------|-------------|-----------------|---------------------------------|---------------|------------------|-----------------|
| DIMENSIONES | | CAUDALES | | DIAM. PARTICULAS | | TIEMPO RETENCION | |
| O.D | 84 [Pulg] | OIL | 2125 [Bbl/d] | Oil en | 110 Micras | OIL | 17.1 Minutos |
| Ls/s | 26 [Ft] | AGUA | 3814 [Bbl/d] | Agua en | 495 Micras | AGUA | 14.8 Minutos |
| L/D | 3.71 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liquido en gas | 140 Micras | H. liq. | 42 [Pulg] |

Según el rediseño, se necesita un separador de dimensiones 84"x26' con un tiempo de 15 minutos, por lo tanto se puede utilizar el mismo separador que actualmente funciona, ubicándole dispositivos necesarios para transformarlo de bifásico a trifásico.

Separador de Producción #2

Consideraciones:

BSW = 52.6%

GOR = 74.2 scf/d

°API = 19.53

| TIEMPO DE RETENCION 15 minutos | | | | | | | |
|--------------------------------|--------------|-------------|-----------------|---------------------------------|---------------|---------------------------------|-----------------|
| DIMENSIONES | | CAUDALES | | DIAM. PARTICULAS | | TIEMPO RETENCION | |
| O.D | 84 [Pulg] | OIL | 3977 [Bbl/d] | Oil en Agua | 125 Micras | OIL | 14.8 Minutos |
| Ls/s | 34 [Ft] | AGUA | 4404 [Bbl/d] | Agua en Oil | 499 Micras | AGUA | 14.1 Minutos |
| L/D | 4.86 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liquido en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 42 |

En este caso, el rediseño indica que se necesita un separador de 84"x34' con un tiempo de residencia de 15 minutos. Pero el separador asignado tiene dimensiones de 84"x22', el cual debe modificarse su longitud 12' más, aunque su esbeltez es un poco alta, no corre riesgo de arrastre de líquido o de gas.

Estación Yulebra

Al igual que en la estación Yuca, el separador actual no puede manejar la capacidad total como un separador trifásico.

Se propone trabajar con el actual separador de Yulebra como el separador de producción # 1 y el separador de producción # 2 de Cononaco como el separador de producción # 2 para procesar la producción total del campo Yulebra, redistribuyendo los pozos a ambos separadores procurando equilibrar el BSW en ambos.

Al separador # 1 convergen los pozos: Yul 01, Yul 02 y Yul 05 y al separador # 2: Yul 03, Yul 04 y Yuc 07.

Separador de Producción # 1

Consideraciones:

BSW = 40.9% GOR = 165.5 scf/d °API = 20.42

| TIEMPO DE RETENCION 15 minutos | | | | | | | |
|---------------------------------------|--------------|-----------------|-----------------|-------------------------|---------------|-------------------------|-----------------|
| DIMENSIONES | | CAUDALES | | DIAM. PARTICULAS | | TIEMPO RETENCION | |
| O.D | 72 [Pulg] | OIL | 1791 [Bbl/d] | Oil en | 125 Micras | OIL | 38 Minutos |
| Ls/s | 18 [Ft] | AGUA | 1242 [Bbl/d] | Agua en | 480 Micras | AGUA | 15.3 Minutos |
| L/D | 3 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liquido | 140 Micras | H. liq. | 36 |
| | | | | en gas | | [Pulg] | |

Actualmente se encuentra funcionando un separador bifásico de 72"x20", el cual modificándolo con los dispositivos internos necesarios podría abastecer la capacidad requerida con un tiempo de retención de 15 minutos. La explicación de operar con un alto valor de tiempo de retención se debe a las altas viscosidades de los pozos que convergen a este separador.

Separador de Producción #2

Consideraciones:

BSW = 40.9%

GOR = 75 scf/d

°API = 16,82

| TIEMPO DE RETENCION 15 minutos | | | | | | | |
|---------------------------------------|--------------|-----------------|-----------------|-------------------------|---------------|-------------------------|-----------------|
| DIMENSIONES | | CAUDALES | | DIAM. PARTICULAS | | TIEMPO RETENCION | |
| O.D | 72 [Pulg] | OIL | 1744 [Bbl/d] | Oil en | 150 Micras | OIL | 47.5 Minutos |
| | | | | Agua | | | |
| Ls/s | 20 [Ft] | AGUA | 1205 [Bbl/d] | Agua en | 519 Micras | AGUA | 15.6 Minutos |
| | | | | Oil | | | |
| L/D | 3.33 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liquido | 140 Micras | H. liq. | 36 |
| | | | | en gas | | [Pulg] | |

Este separador también tiene un alto tiempo de retención, necesario para compensar la alta viscosidad, 48 cp, y la baja gravedad API, 16.82; aún así la calidad del tratamiento no es óptima, pues el diámetro de partícula de agua en petróleo es de 519 micras.

Se utilizaría para este caso, el separador # 2 de Cononaco, que hace un par de meses entró a funcionar, con dimensiones de 72"x22', el cual, modificándolo funcionaría como trifásico.

Estación Cononaco

No se pueden usar sus separadores para rediseñarlos y extender su longitud, pues la esbeltez de dichos separadores no cumpliría con las normas API, permitiendo arrastre de líquidos y arrastre de gas, provocando ineficiencia en los separadores, tal como indica el siguiente análisis:

Separador de Producción #1

Consideraciones:

BSW = 56.1% GOR = 33.6 scf/d °API = 27.71

| TIEMPO DE RETENCION 10 minutos | | | | | | | |
|--------------------------------|--------------|-------------|------------------|---------------------------------|---------------|---------------------------------|---------------|
| DIMENSIONES | | CAUDALES | | DIAM. PARTICULAS | | TIEMPO RETENCION | |
| O.D | 84 [Pulg] | OIL | 8782 [Bbl/d] | Oil en | 125 Micras | OIL | 7 Minutos |
| Ls/s | 54 [Ft] | AGUA | 11203 [Bbl/d] | Agua en | 420 Micras | AGUA | 10 Minutos |
| L/D | 7.71 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liquido en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 50.4 |

Actualmente se encuentra funcionando un separador bifásico de 84"x22', el cual no se puede modificar su longitud costura a costura, pues su esbeltez de 7.71 no cumpliría con las normas establecidas.

Separador de Producción #2

Consideraciones:

BSW = 39.4% GOR = 35.5 scf/d °API = 30.68

| TIEMPO DE RETENCION 10 minutos | | | | | | | |
|--------------------------------|--------------|-------------|-----------------|---------------------------------|---------------|---------------------------------|--------------|
| DIMENSIONES | | CAUDALES | | DIAM. PARTICULAS | | TIEMPO RETENCION | |
| O.D | 72 [Pulg] | OIL | 5131 [Bbl/d] | Oil en Agua | 125 Micras | OIL | 5 Minutos |
| Ls/s | 32 [Ft] | AGUA | 3300 [Bbl/d] | Agua en Oil | 392 Micras | AGUA | 9 Minutos |
| L/D | 5.33 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liquido en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 43.2 |

El rediseño sugiere un separador de 72"x32', pero el separador bifásico que se encuentra funcionando actualmente de 72"x22', no abastecería la capacidad requerida, pues su esbeltez de 5.33, en caso de alargarse 10' más, no cumpliría con las normas establecidas.

Es evidente que los separadores de Cononaco no pueden ser rediseñados, por lo que se los considera además para convertirlos en trifásicos para abastecer la capacidad de líquido y gas que se requiere en Yuca y Yulebra.

Para la estación de producción Cononaco no existe una propuesta de rediseñar separadores bifásicos existentes, por lo tanto la única propuesta será explicada en el siguiente punto diseñando un separador de producción trifásico.

5.1.3 Diseño de los separadores trifásicos para las estaciones Yuca, Yulebra y Cononaco.

La segunda propuesta consiste en diseñar separadores trifásicos para Yuca, Yulebra y Cononaco. Observando el comportamiento de los parámetros importantes para el diseño de separadores trifásicos, tenemos que:

- En los campos Yuca y Yulebra, los valores de relación gas – petróleo son de 73 y 121 scf/rb, respectivamente, considerados altos, pero menores de 250 scf/rb. Los cortes de agua, y el agua libre son ideales para un separador trifásico, mientras que se debe tener consideración especial en los tiempos de residencia, ya que éstos crecen con baja gravedad API.
- En el campo Cononaco, el GOR es de 33 scf/rb; el BSW y el agua libre, son adecuados para un diseño trifásico, y la gravedad API de 30.8, permitirá un tiempo de residencia de 10 minutos.

TABLA 5.10 Parámetros diseño separadores trifásicos

| PARAMETROS/ ESTACION | GOR | BSW | GRAVEDAD | AGUA LIBRE |
|-------------------------|--------|------|----------|------------|
| | Scf/rb | % | ° API | % |
| YUCA | 72.8 | 57.4 | 19.5 | 32 |
| YULEBRA | 120.9 | 40.9 | 18.7 | 27 |
| CONONACO | 34.3 | 51.1 | 30.8 | 33 |

A continuación se muestra los resultados del diseño de separadores trifásicos para las tres estaciones en las siguientes tablas:

Estación Yuca

Separador de Producción

Consideraciones:

BSW = 57.4%

GOR = 72.8 scf/d

°API = 19.5

| TIEMPO DE RETENCION 16 minutos | | | | | | | | |
|---------------------------------------|------|---------------|-----------------|-----------------|-------------------------|---------------|-----------------------|------------------|
| DIMENSIONES | | | CAUDALES | | DIAM. PARTICULAS | | TIEMPO RETENC. | |
| CORRIDA # 1 | O.D | 102 [Pulg] | OIL | 6102 [Bbl/d] | Oil en Agua | 125 Micras | OIL | 19.1 Minutos |
| | Ls/s | 42 [Ft] | AGUA | 8218 [Bbl/d] | Agua en Oil | 499 Micras | AGUA | 15.9 Minutos |
| | L/D | 4.94 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 61.2 |
| CORRIDA # 2 | O.D | 108 [Pulg] | OIL | 6102 [Bbl/d] | Oil en Agua | 125 Micras | OIL | 20.3 Minutos |
| | Ls/s | 38 [Ft] | AGUA | 8218 [Bbl/d] | Agua en Oil | 499 Micras | AGUA | 16.8 Minutos |
| | L/D | 4.22 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 64.8 |
| CORRIDA # 3 | O.D | 114 [Pulg] | OIL | 6102 [Bbl/d] | Oil en Agua | 125 Micras | OIL | 21.37 Minutos |
| | Ls/s | 34 [Ft] | AGUA | 8218 [Bbl/d] | Agua en Oil | 499 Micras | AGUA | 17.8 Minutos |
| | L/D | 3.58 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 68.4 |
| CORRIDA # 4 | O.D | 120 [Pulg] | OIL | 6102 [Bbl/d] | Oil en Agua | 125 Micras | OIL | 22.5 Minutos |
| | Ls/s | 32 [Ft] | AGUA | 8218 [Bbl/d] | Agua en Oil | 499 Micras | AGUA | 18.7 Minutos |
| | L/D | 3.22 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 72 |

Estación Yulebra

Separador de Producción

Consideraciones:

BSW = 40.9%

GOR = 120.9 scf/d

°API = 18.7

| TIEMPO DE RETENCION 16 minutos | | | | | | | | |
|--------------------------------|------|--------------|----------|-------------------|------------------|-----------------|-------------------|------------------|
| DIMENSIONES | | | CAUDALES | | DIAM. PARTICULAS | | TIEMPO RETENC. | |
| CORRIDA # 1 | O.D | 78 [Pulg] | OIL | 3534 [Bbl/d] | Oil en Agua | 140 Micras | OIL | 51.52 Minutos |
| | Ls/s | 30 [Ft] | AGUA | 2445.6 [Bbl/d] | Agua en Oil | 461.5 Micras | AGUA | 15.3 Minutos |
| | L/D | 4.62 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 46.8 |
| CORRIDA # 2 | O.D | 84 [Pulg] | OIL | 3534 [Bbl/d] | Oil en Agua | 140 Micras | OIL | 55.5 Minutos |
| | Ls/s | 26 [Ft] | AGUA | 2445.6 [Bbl/d] | Agua en Oil | 461.5 Micras | AGUA | 16.5 Minutos |
| | L/D | 3.71 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 50.4 |
| CORRIDA # 3 | O.D | 90 [Pulg] | OIL | 3534 [Bbl/d] | Oil en Agua | 140 Micras | OIL | 59.5 Minutos |
| | Ls/s | 24 [Ft] | AGUA | 2445.6 [Bbl/d] | Agua en Oil | 461.5 Micras | AGUA | 17.7 Minutos |
| | L/D | 3.2 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 54.0 |
| CORRIDA # 4 | O.D | 96 [Pulg] | OIL | 3534 [Bbl/d] | Oil en Agua | 140 Micras | OIL | 63.4 Minutos |
| | Ls/s | 20 [Ft] | AGUA | 2445.6 [Bbl/d] | Agua en Oil | 461.5 Micras | AGUA | 18.8 Minutos |
| | L/D | 2.5 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 57.6 |

Estación Cononaco

Separador de Producción

Consideraciones:

BSW = 51.1%

GOR = 34.3 scf/d

°API = 30.8

| TIEMPO DE RETENCION 10 minutos | | | | | | | | |
|---------------------------------------|------|---------------|-----------------|------------------|-------------------------|---------------|-----------------------|-----------------|
| DIMENSIONES | | | CAUDALES | | DIAM. PARTICULAS | | TIEMPO RETENC. | |
| CORRIDA # 1 | O.D | 114 [Pulg] | OIL | 13913 [Bbl/d] | Oil en Agua | 140 Micras | OIL | 8.6 Minutos |
| | Ls/s | 42 [Ft] | AGUA | 14544 [Bbl/d] | Agua en Oil | 391 Micras | AGUA | 10.0 Minutos |
| | L/D | 4.42 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 68.4 |
| CORRIDA # 2 | O.D | 120 [Pulg] | OIL | 13913 [Bbl/d] | Oil en Agua | 140 Micras | OIL | 9.3 Minutos |
| | Ls/s | 38 [Ft] | AGUA | 14544 [Bbl/d] | Agua en Oil | 391 Micras | AGUA | 10.5 Minutos |
| | L/D | 3.8 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 72.0 |
| CORRIDA # 3 | O.D | 126 [Pulg] | OIL | 13913 [Bbl/d] | Oil en Agua | 140 Micras | OIL | 9.8 Minutos |
| | Ls/s | 36 [Ft] | AGUA | 14544 [Bbl/d] | Agua en Oil | 391 Micras | AGUA | 11.0 Minutos |
| | L/D | 3.43 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 75.6 |
| CORRIDA # 4 | O.D | 132 [Pulg] | OIL | 13913 [Bbl/d] | Oil en Agua | 140 Micras | OIL | 10.2 Minutos |
| | Ls/s | 32 [Ft] | AGUA | 14544 [Bbl/d] | Agua en Oil | 391 Micras | AGUA | 11.6 Minutos |
| | L/D | 2,91 | GAS | 2 [MMscf/d] | Liq. en gas | 140 Micras | H. liq. [Pulg] | 79.2 |

En la estación Yuca el separador seleccionado en este caso es el que tiene dimensiones de 108"x38', aunque sus tiempos de asentamiento del agua y de flotación de petróleo son ligeramente superior al tiempo de residencia, su diseño impide el reingreso de gas en líquido, optimizando la eficiencia de la separación.

En la estación Yulebra el separador más indicado de los cuatro es el de 84"x26', debido a que los tiempos de retención de agua y petróleo no son tan altos. La explicación de estos valores de tiempos de retención se deben a la alta viscosidad que tienen los crudos del Campo Yulebra en el orden de los 48 cp.

En Cononaco se escogería el separador de 120"x38', puesto que por su esbeltez se aleja la posibilidad de reingreso de gas en el líquido o de arrastre de líquido en el gas, aunque el tiempo de retención para el agua es ligeramente superior al tiempo de retención del separador.

5.2 Rediseño de botas de gas

5.2.1 Consideraciones

Se propone dos alternativas para el rediseño de botas de gas, en base a los costos y a la eficiencia de separación que uno u otro método facilite. El análisis de las alternativas se lo hará en el capítulo 6.

5.2.2 Rediseño de botas de gas ubicando entrada de líquido internamente

Las botas de gas actuales en el área Auca funcionan con la entrada del líquido internamente, este tubo interno es de 16" generalmente, terminando en el sombrero chino o deflector, el cual genera el choque necesario para la separación del gas del petróleo.

A continuación se presenta en las siguientes tablas los resultados obtenidos en el rediseño de botas con entrada de líquido interno.

Estación Auca Central

Bota de gas

Consideraciones:

BSW = 20.6% GOR Diseño = 150 scf/d °API = 25.93

| TIEMPO RETENCION | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|------------------|----------|-----|---------|-----------|----------|---------|--------|
| 5 MIN UTOS | | | | | ENTRADA | SALIDA | |
| ALTURA | DIÁMETRO | L/D | LIQUIDO | GAS | MEZCLA | LIQUIDO | GAS |
| [Ft] | [Pulg] | | [Bbl/d] | [MMscf/d] | [Pulg] | [Pulg] | [Pulg] |
| 58 | 44 | 16 | 28907 | 4 | 18 | 14 | 12 |

Los resultados del diseño de bota muestran dimensiones de 58'x44" que pueden satisfacer la capacidad de Auca Central, sin embargo actualmente funciona una bota de gas de 56'x72" a una capacidad de 60000 b/d, que debe seguir operando.

Estación Auca Sur

La estación Auca Sur necesita una bota de gas de 62'x76", lo que implica que la bota actual está subdimensionada 54'x72", por tal motivo se debe diseñar dos botas de gas y esto se detalla a continuación.

Bota de gas #1

Consideraciones:

BSW = 24.6% GOR Diseño = 150 scf/d °API = 24.22

| TIEMPO RETENCION | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|------------------|----------|-----|---------|-----------|----------|---------|--------|
| 5 MIN UTOS | | | | | ENTRADA | SALIDA | |
| ALTURA | DIÁMETRO | L/D | LIQUIDO | GAS | MEZCLA | LIQUIDO | GAS |
| [Ft] | [Pulg] | | [Bbl/d] | [MMscf/d] | [Pulg] | [Pulg] | [Pulg] |
| 60 | 60 | 12 | 54593 | 8 | 26 | 18 | 16 |

La bota de gas # 1 diseñada para alojar el flujo de líquido proveniente de los separadores # 2 y # 3 de Auca Sur, tiene dimensiones de 60'x60", pero la única bota que actualmente funciona en Auca Sur tiene 54'x72", que fácilmente podría manejar este volumen de líquido.

Bota de gas # 2

Consideraciones:

BSW = 30.7% GOR Diseño = 150 scf/d °API = 25.54

| TIEMPO RETENCION | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|------------------|----------|-----|---------|-----------|----------|---------|--------|
| 5 MINUTOS | | | | | ENTRADA | SALIDA | |
| ALTURA | DIÁMETRO | L/D | LIQUIDO | GAS | MEZCLA | LIQUIDO | GAS |
| [Ft] | [Pulg] | | [Bbl/d] | [MMscf/d] | [Pulg] | [Pulg] | [Pulg] |
| 58 | 44 | 12 | 27603 | 4 | 18 | 14 | 12 |

La bota de gas # 2 debe ser diseñada para 27603 b/d de líquido que son procesados por parte del separador # 1 de producción de la estación.

Puesto que no existe esta bota actualmente en Auca, debe ser construida por el personal de Proyectos Especiales.

Estación Yuca

Bota de gas

Consideraciones:

BSW = 57.4% GOR Diseño = 150 scf/d °API = 19.5

| TIEMPO RETENCION | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|------------------|----------|-----|---------|-----------|----------|---------|--------|
| 5 MINUTOS | | | | | ENTRADA | SALIDA | |
| ALTURA | DIÁMETRO | L/D | LIQUIDO | GAS | MEZCLA | LIQUIDO | GAS |
| [Ft] | [Pulg] | | [Bbl/d] | [MMscf/d] | [Pulg] | [Pulg] | [Pulg] |
| 53 | 38 | 17 | 20286 | 3 | 16 | 12 | 10 |

La estación de producción Yuca reúne una capacidad de 20286 b/d de líquido, aunque esta carga de líquido proviene de un separador trifásico es necesario considerar el corte de agua en el peor de los casos para el diseño.

Una bota de gas de 53'x38" satisface completamente la capacidad de líquido, aunque existe una bota de 66'x74" en esta misma estación, la misma que puede seguir operando.

Estación Yulebra

Bota de gas

Consideraciones:

BSW = 40.9% GOR Diseño = 150 scf/d °API = 18,65

| TIEMPO RETENCION | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|------------------|----------|-----|---------|-----------|----------|---------|--------|
| 4 MINUTOS | | | | | ENTRADA | SALIDA | |
| ALTURA | DIÁMETRO | L/D | LIQUIDO | GAS | MEZCLA | LIQUIDO | GAS |
| [Ft] | [Pulg] | | [Bbl/d] | [MMscf/d] | [Pulg] | [Pulg] | [Pulg] |
| 48 | 30 | 19 | 10000 | 2 | 12 | 8 | 8 |

La bota de gas de 48'x30" garantiza una separación adecuada para una capacidad de 10000 b/d, pero actualmente existe una bota de gas de 54'x74" que permite mayor tiempo de residencia con la misma cantidad de fluido, la cual puede ser utilizada.

Estación Cononaco

Bota de gas

Consideraciones:

BSW = 51.1% GOR Diseño = 100 scf/d °API = 30,67

| TIEMPO RETENCION 7 MINUTOS | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|-------------------------------|--------------------|-----|--------------------|------------------|-------------------|------------------|----|
| ALTURA [Ft] | DIÁMETRO [Pulg] | L/D | LIQUIDO [Bbl/d] | GAS [MMscf/d] | ENTRADA [Pulg] | SALIDA [Pulg] | |
| 64 | 46 | 17 | 40314 | 5 | 20 | 14 | 12 |

Cononaco opera actualmente con una bota de gas de 59'x72"; aunque el diseño muestra una bota de gas de 64'x46" la cual puede funcionar sin ningún problema con un tiempo de residencia de 7 minutos, se elige la bota que actualmente se encuentra operando en la estación Cononaco.

5.2.3 Rediseño de botas de gas ubicando entrada de líquido externamente

Este método es usado en algunas empresas operadoras privadas, donde el líquido ingresa a una cierta altura tangencialmente y choca contra un deflector similar al de los deflectores de los separadores, a diferencia del sombrero chino del anterior método.

El costo de este método quizás sea más conveniente, pues no necesita de una tubería interna; además, el costo de operación es menor debido a que el sombrero chino tiende a la corrosión y es de difícil mantenimiento.

Vale anotar que las dimensiones de las botas de gas en este método coinciden con las dimensiones en el rediseño de botas de gas con ingreso interno de líquido, pues además de la ausencia de tubería concéntrica interna, no existe otra diferencia y se usan los mismos criterios. A continuación se presenta en las siguientes tablas los resultados obtenidos en el rediseño de botas con entrada externa de líquido

Estación Auca Central

Bota de gas

Consideraciones:

BSW = 20.6% GOR Diseño = 150 scf/d °API = 25.93

| TIEMPO RETENCION | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|------------------|----------|-----|---------|-----------|----------|---------|--------|
| 5 MIN UTOS | | | | | ENTRADA | SALIDA | |
| ALTURA | DIÁMETRO | L/D | LIQUIDO | GAS | MEZCLA | LIQUIDO | GAS |
| [Ft] | [Pulg] | | [Bbl/d] | [MMscf/d] | [Pulg] | [Pulg] | [Pulg] |
| 58 | 44 | 16 | 28907 | 4 | 18 | 14 | 12 |

Los resultados del diseño de bota muestran dimensiones de 58'x44" que pueden satisfacer la capacidad de Auca Central, sin embargo actualmente funciona una bota de gas de 56'x72" a una capacidad de 60000 b/d, que debe seguir operando.

Estación Auca Sur

La estación Auca Sur necesita una bota de gas de 62'x76", lo que implica que la bota actual está subdimensionada 54'x72", por tal motivo se debe diseñar dos botas de gas y esto se detalla a continuación.

Bota de gas # 1

Consideraciones:

BSW = 24.6% GOR Diseño = 150 scf/d °API = 24.22

| TIEMPO RETENCION | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|------------------|----------|-----|---------|-----------|----------|---------|--------|
| 5 MIN UTOS | | | | | ENTRADA | SALIDA | |
| ALTURA | DIÁMETRO | L/D | LIQUIDO | GAS | MEZCLA | LIQUIDO | GAS |
| [Ft] | [Pulg] | | [Bbl/d] | [MMscf/d] | [Pulg] | [Pulg] | [Pulg] |
| 60 | 60 | 12 | 54593 | 8 | 26 | 18 | 16 |

La bota de gas # 1 diseñada para alojar el flujo de líquido proveniente de los separadores # 2 y # 3 de Auca Sur, tiene dimensiones de 60'x60", pero la única bota que actualmente funciona en Auca Sur tiene 54'x72", que fácilmente podría manejar este volumen de líquido.

Bota de gas # 2

Consideraciones:

BSW = 30.7% GOR Diseño = 150 scf/d °API = 25.54

| TIEMPO RETENCION | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|------------------|----------|-----|---------|-----------|----------|---------|--------|
| 5 MINUTOS | | | | | ENTRADA | SALIDA | |
| ALTURA | DIÁMETRO | L/D | LIQUIDO | GAS | MEZCLA | LIQUIDO | GAS |
| [Ft] | [Pulg] | | [Bbl/d] | [MMscf/d] | [Pulg] | [Pulg] | [Pulg] |

La bota de gas # 2 debe ser diseñada para 27603 b/d de líquido que son procesados por parte del separador # 1 de producción de la estación.

Puesto que no existe esta bota actualmente en Auca, debe ser construida por el personal de Proyectos Especiales.

Estación Yuca

Bota de gas

Consideraciones:

BSW = 57.4% GOR Diseño = 150 scf/d °API = 19.5

| TIEMPO RETENCION | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|------------------|----------|-----|---------|-----------|----------|---------|--------|
| 5 MINUTOS | | | | | ENTRADA | SALIDA | |
| ALTURA | DIÁMETRO | L/D | LIQUIDO | GAS | MEZCLA | LIQUIDO | GAS |
| [Ft] | [Pulg] | | [Bbl/d] | [MMscf/d] | [Pulg] | [Pulg] | [Pulg] |

La estación de producción Yuca reúne una capacidad de 20286 b/d de líquido, aunque esta carga de líquido proviene de un separador trifásico es necesario considerar el corte de agua en el peor de los casos para el diseño.

Una bota de gas de 53'x38" satisface completamente la capacidad de líquido, aunque existe una bota de 66'x74" en esta misma estación, la misma que puede seguir operando.

Estación Yulebra

Bota de gas

Consideraciones:

BSW = 40.9% GOR Diseño = 150 scf/d °API = 18.65

| TIEMPO RETENCION | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|------------------|----------|-----|---------|-----------|----------|---------|--------|
| 4 MINUTOS | | | | | ENTRADA | SALIDA | |
| ALTURA | DIÁMETRO | L/D | LIQUIDO | GAS | MEZCLA | LIQUIDO | GAS |
| [Ft] | [Pulg] | | [Bbl/d] | [MMscf/d] | [Pulg] | [Pulg] | [Pulg] |
| 48 | 30 | 19 | 10000 | 2 | 12 | 8 | 8 |

La bota de gas de 48'x30" garantiza una separación adecuada para una capacidad de 10000 b/d, pero actualmente existe una bota de gas de 54'x74" que permite mayor tiempo de residencia con la misma cantidad de fluido, la cual puede ser utilizada.

Estación Cononaco

Bota de gas

Consideraciones:

BSW = 51.1% GOR Diseño = 100 scf/d °API = 30.67

| TIEMPO RETENCION 7 MINUTOS | | | CAUDAL | | DIAMETRO | | |
|-------------------------------|--------------------|-----|--------------------|------------------|-------------------|------------------|----|
| ALTURA [Ft] | DIÁMETRO [Pulg] | L/D | LIQUIDO [Bbl/d] | GAS [MMscf/d] | ENTRADA [Pulg] | SALIDA [Pulg] | |
| 64 | 46 | 17 | 40314 | 5 | 20 | 14 | 12 |

Cononaco opera actualmente con una bota de gas de 59'x72"; aunque el diseño muestra una bota de gas de 64'x46" la cual puede funcionar sin ningún problema con un tiempo de residencia de 7 minutos, se elige la bota que actualmente se encuentra operando en la estación Cononaco.

CAPITULO 6

6 ANALISIS ECONÓMICO DE LOS SISTEMAS DE SEPARACION

6.1 Costos que intervienen en los separadores trifásicos

Los rubros que intervienen en el rediseño de las facilidades de separación son tomados como referencia del resumen de costos efectuado por una empresa fabricante de separadores para Petroproducción y los costos se detallan en la tabla 6.1:

Materiales

- Láminas acero ASTM A -36/A - 283 C para skid y cuerpo de separador.
- Láminas acero ASTM A - 516 - 70 para el cuerpo del separador.
- Tapas semielípticas.

Partes, Accesorios y Suministros

- Accesorios mecánicos (válvulas, pernos, medidores flujo, medidores temperatura, presión)
- Accesorios eléctricos/instrumentación (sensores, control interfase, cables, transmisores, interruptores, indicadores)
- Tubería de 6", 8", 10", 12", 14" para descarga de agua.
- Cambio de extractor de neblina
- Plato vertedero ajustable
- Baffle rompedor de fluido
- Pintura interna y externa

Mano de obra

- Ingeniería (diseño, dibujo)
- Producción (taller, torno, soldadura)
- Arreglos en las tuberías de suministro de aire para los instrumentos
- Obras civiles

Servicio de terceros

- Transporte, instalación, interconexión y pruebas
- Equipos de montaje (eléctrico y mecánico)

Costos indirectos

- Tarifa de horas de trabajo diario por cada hombre (ingenieros, pintores, soldadores, torneros, etc.)

Otros costos

- Margen de utilidad y comisión en venta

Tabla 6.1 Detalle de costos para la construcción de un separador Trifásico.

| DETALLE | COSTO (US\$ / Kg) |
|---|---------------------------|
| Materiales | 0.97 |
| Partes, Accesorios y Suministros | 7.91 |
| Mano de obra | 0.58 |
| Servicio de terceros | 0.44 |
| Costos indirectos | 0.48 |
| Otros costos | 1.62 |
| COSTO TOTAL | 12.00 |

El desglose de costos que intervienen en la construcción de separadores bifásicos es similar al desglose para un separador trifásico, con la única diferencia de que un separador bifásico utiliza menor cantidad de accesorios mecánicos y eléctricos, arrojando un costo por kg = US\$ 4.00, en el rubro de partes accesorios y suministros; generando así, un costo total de US\$ 9.09 por kg.

6.1.1 Costos del rediseño de los separadores.

El rediseño de los separadores de manera general tiene un costo calculado por cada kg, que se detalla a continuación:

- Construcción Sep. trifásico US\$ 12.00/kg
- Ampliación, modificación a Sep. trifásico US\$ 5.69/kg
- Modificación a Sep. trifásico US\$ 5.12/kg
- Ampliación Sep. bifásico US\$ 0.32/kg

Los costos considerando un rediseño de los separadores de producción bifásicos en Auca Central y en Auca Sur, y rediseño de los separadores de producción convertidos a trifásicos en Yuca, Yulebra y Cononaco, modificando sus dimensiones se detallan en la Tabla 6.2.

Los costos considerando un diseño nuevo en separadores de producción trifásicos en Yuca, Yulebra y Cononaco modificando sus dimensiones se detallan en la Tabla 6.3:

Tabla 6.2 Costos de rediseño de los Separadores con recipientes actuales.

| 1 | DESCRIPCION | REDISEÑO |
|--------------------|--|---|
| | SEPARADOR BIFASICO PRODUCCION # 2 AUCA SUR | Ampliación 6 ft, De 84" x 22' a 84" x 28' |
| | COSTO | US\$ 2624.90 |
| 2 | DESCRIPCION | REDISEÑO |
| | SEPARADOR BIFASICO PRODUCCION # 3 AUCA SUR | Ampliación 6 ft, De 84" x 22' a 84" x 28' |
| | COSTO | US\$ 3125.95 |
| 3 | DESCRIPCION | REDISEÑO |
| | SEPARADOR TRIFASICO PRODUCCION # 1 YUCA | Modificación a trifásico de 84" x 26' |
| | COSTO | US\$ 65875.58 |
| 4 | DESCRIPCION | REDISEÑO |
| | SEPARADOR TRIFASICO PRODUCCION # 2 YUCA | Modificación a trifásico y ampliación 12 ft de 84" x 22' a 84" x 34' |
| | COSTO | US\$ 90971.19 |
| 5 | DESCRIPCION | REDISEÑO |
| | SEPARADOR TRIFASICO PRODUCCION # 1 YULEBRA | Modificación a trifásico de 72" x 22' |
| | COSTO | US\$ 24670.22 |
| 6 | DESCRIPCION | REDISEÑO |
| | SEPARADOR TRIFASICO PRODUCCION # 2 YULEBRA | Modificación a trifásico de 72" x 22' |
| | COSTO | US\$ 26727.42 |
| 7 | DESCRIPCION | DISEÑO |
| | SEPARADOR TRIFASICO PRODUCCION # 1 CONONACO | CONSTRUCCION de 120" x 36' |
| | COSTO | US\$ 321261.81 |
| COSTO TOTAL | | US\$ 535257.07 |

Tabla 6.3 Costos del Diseño de Separadores Trifásicos en Yuca, Yulebra y Cononaco.

| 1 | DESCRIPCION | REDISEÑO |
|--------------------|---|--|
| | SEPARADOR BIFASICO PRODUCCION # 2 AUCA SUR | Ampliación 6 ft, De 84" x 22' A 84" x 28' |
| | COSTO | US\$ 2624.90 |
| 2 | DESCRIPCION | REDISEÑO |
| | SEPARADOR BIFASICO PRODUCCION # 3 AUCA SUR | Ampliación 6 ft, De 84" x 22' A 84" x 28' |
| | COSTO | US\$ 3125.95 |
| 3 | DESCRIPCION | DISEÑO |
| | SEPARADOR TRIFASICO PRODUCCION YUCA | CONSTRUCCION Dimensiones 108"x38', |
| | COSTO | US\$ 283026,51 |
| 4 | DESCRIPCION | DISEÑO |
| | SEPARADOR TRIFASICO PRODUCCION YULEBRA | CONSTRUCCION Dimensiones 84"x26' |
| | COSTO | US\$ 154395,90 |
| 5 | DESCRIPCION | DISEÑO |
| | SEPARADOR TRIFASICO PRODUCCION CONONACO | CONSTRUCCION Dimensiones 120" x 42' |
| | COSTO | US\$ 321261.81 |
| COSTO TOTAL | | US\$ 764435.07 |

6.1.2 Costos totales

Los costos del rediseño de los separadores utilizando los separadores actuales para luego convertirlos a bifásicos arrojan un costo total de US\$ 501535,33 y los costos generados del diseño de nuevos separadores de producción trifásicos en Yuca, Yulebra y Cononaco son de US\$ 896394,97.

6.2 Costos que intervienen en las botas de gas

Los costos generados en la construcción de una bota de gas se detallan a continuación:

6.2.1 Costos que intervienen en el rediseño de Botas de Gas

Los costos que intervienen en el rediseño de una bota de gas tienen similitud con el costo en los separadores, con un precio menor por kg. en cuanto a accesorios y suministros se refiere. Una bota de gas usa menor cantidad de elementos de instrumentación.

Tabla 6.4 Detalle de costos para la construcción de una Bota de Gas.

| DETALLE | COSTO (US\$ / Kg) |
|---|---------------------------|
| Materiales | 0.97 |
| Partes, Accesorios y Suministros | 3.45 |
| Mano de obra | 0.58 |
| Servicio de terceros | 0.44 |
| Costos indirectos | 0.48 |
| Otros costos | 1.62 |
| COSTO TOTAL | 7.54 |

Es importante señalar que en el rediseño de botas de gas, con ingreso interno de líquido o ingreso externo de líquido, los costos de construcción de una bota de gas tienen la misma valoración en cuanto a costo por kg.

6.2.2 Costos totales

Los costos totales generados por el rediseño de las botas de gas en el área Auca son producidos por la construcción de una bota de gas en Auca Sur, a continuación se detalla costos totales generados por cada alternativa en las siguientes tablas:

Tabla 6.5 Detalle de costos para el Diseño de Bota de Gas con ingreso interno de líquido.

| 1 | DESCRIPCION | DISEÑO |
|--------------------|-------------------------|---|
| | BOTA DE GAS AUCA SUR | CONSTRUCCION Dimensiones 58' x 44'' |
| COSTO TOTAL | | US\$ 59023.77 |

Tabla 6.6 Detalle de costos para el Diseño de Bota de Gas con ingreso interno de líquido.

| 1 | DESCRIPCION | DISEÑO |
|--------------------|-------------------------|---|
| | BOTA DE GAS AUCA SUR | CONSTRUCCION Dimensiones 58' x 44'' |
| COSTO TOTAL | | US\$ 25191.00 |

6.3 Análisis costo/beneficio del rediseño de los sistemas de separación

Este análisis consiste en determinar el beneficio de cierta cantidad de químico demulsificante empleado en los tanques de lavado, ahorrado durante algún tiempo determinado frente al costo generado por la inversión de la modificación de separadores bifásicos a trifásicos o construcción de los separadores trifásicos y botas de gas.

6.3.1 Costo del químico demulsificante que se consume en el área Auca

El balance de consumo del químico demulsificante D-99 de la compañía Quimipac, de enero 2006, indica que el costo por galón de químico demulsificante es de \$10 por día y se dosifican 142 galones de químico por día.

6.3.2 Análisis del ahorro aproximado del químico demulsificante una vez que se hayan puesto a funcionar los separadores trifásicos.

Antes de proceder a efectuar el análisis correspondiente del ahorro del químico demulsificante, es necesario tener en cuenta ciertas consideraciones:

- Mantener la misma concentración del químico
- El demulsificante no debe ser soluble en agua, porque al eliminar el agua libre de los separadores trifásicos eliminamos el químico.

- Asumimos un BSW entre 5 y 10% (12), para fines de cálculos tomamos el promedio de 7,5% de agua que puede separarse con un mínimo tratamiento químico.

6.3.2.1 Cálculo de concentración de químico demulsificante en el campo.

La concentración de químico demulsificante se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Concentración, ppm} = \frac{GPD * 1000000}{BFPD * 42}$$

Estación Yuca

Actualmente:

5085 BPPD, 6848 BAPD, BSW = 57,4%

$$ppm = \frac{24 * 1000000}{11933 * 42} = 48$$

Con BSW = 7,5%, según la separación trifásica, entonces:

$$BAPD = \frac{6848 * 7,5\%}{57,4\%} = 895$$

$$BFPD = BPPD + BAPD = 5085 + 895 = 5980$$

fluido que ingresa al tanque de lavado.

$$GPD = \frac{48 * 5980 * 42}{1000000} = 12,03$$

$$\text{Ahorro de demulsificante} = 24 - 12,03 = 11,97 \text{ GPD}$$

Estación Yulebra

Actualmente:

$$2945 \text{ BPPD}, \quad 2038 \text{ BAPD}, \quad \text{BSW} = 41\%$$

$$ppm = \frac{8 * 1000000}{4983 * 42} = 38$$

Con BSW = 7,5%, según la separación trifásica,
entonces:

$$BAPD = \frac{2038 * 7,5\%}{41\%} = 373$$

$$BFPD = BPPD + BAPD = 2945 + 373 = 3318$$

fluido que ingresa al tanque de lavado.

$$GPD = \frac{38 * 3318 * 42}{1000000} = 5,3$$

$$\text{Ahorro de demulsificante} = 8 - 5,3 = 2,7 \text{ GPD}$$

Estación Cononaco

Actualmente:

11594 BPPD, 9755 BAPD, BSW = 45,7%

$$ppm = \frac{36 * 1000000}{21349 * 42} = 40$$

Con BSW = 7,5%, según la separación trifásica, entonces:

$$BAPD = \frac{9755 * 7,5\%}{45,7\%} = 1601$$

$$BFPD = BPPD + BAPD = 11594 + 1601 = 13195$$

fluido que ingresa al tanque de lavado.

$$GPD = \frac{40 * 13195 * 42}{1000000} = 22$$

$$\text{Ahorro de demulsificante} = 36 - 22 = 14 \text{ GPD}$$

TOTAL DE QUÍMICO AHORRADO EN AREA

AUCA = 36,67 GPD

6.3.3 Análisis de costos que intervienen en el ahorro de químico demulsificante una vez que se hayan puesto a funcionar los separadores trifásicos.

\$10 cada galón de químico → Total ahorrado = \$133845,5
al año

6.3.4 Amortización de los costos de los separadores y botas de gas según el ahorro de químico demulsificante.

La amortización de la inversión se la realizará tomando en cuenta el ingreso proveniente del ahorro del químico demulsificante y asumiendo que en el futuro no existirá variación de BSW, y además que el costo del químico demulsificante no se incrementará con el tiempo.

El tiempo en el cual se amortizarán los costos empleados se calcula:

$$R_{a_{n,1}} = v ; \quad a_{n,i} = \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i}$$

Donde:

i = interés anual (tasa comercial vigente para crédito)

R = valor a pagar cada año

n = número de años

V = costo del equipo

Tomando el 12% interés anual como tasa comercial vigente.

6.3.4.1 Amortización de los costos del rediseño de los separadores utilizando los recipientes actuales y diseño de bota de gas con ingreso interno de líquido.

C. total = C. separadores + C botas de gas

$$= 535527.07 + 59023.77 = \text{US\$ } 594550.84$$

El tiempo en el cual se amortizarán los costos es:

$$n = -\frac{\log\left(1 - \frac{iv}{R}\right)}{\log(1+i)} = -\frac{\log\left(1 - \frac{0,12 * 594550.84}{133845,5}\right)}{\log(1,12)} = 6.72 \text{ años}$$

6.3.4.2 Amortización de los costos del rediseño de los separadores utilizando los recipientes actuales y diseño de bota de gas con ingreso externo de líquido.

$$C. \text{ total} = C. \text{ separadores} + C \text{ botas de gas}$$

$$= 535257.07 + 25191.00 = \text{US\$ } 560448.07$$

El tiempo en el cual se amortizarán los costos es:

$$n = -\frac{\log(1 - \frac{iv}{R})}{\log(1 + i)} = -\frac{\log(1 - \frac{0,12 * 560448.07}{133845,5})}{\log(1,12)} = 3.13 \text{ años}$$

6.3.4.3 Amortización de los costos del diseño de los separadores trifásicos en Yuca, Yulebra y Cononaco y diseño de bota de gas con ingreso interno de líquido.

$$C. \text{ total} = C. \text{ separadores} + C \text{ botas de gas}$$

$$= 764435.07 + 59023.77 = \text{US\$ } 823458.84$$

El tiempo en el cual se amortizarán los costos es:

$$n = -\frac{\log(1 - \frac{iv}{R})}{\log(1+i)} = -\frac{\log(1 - \frac{0,12 * 823458,84}{133845,5})}{\log(1,12)} = 11,83 \text{ años}$$

6.3.4.4 Amortización de los costos del diseño de los separadores trifásicos en Yuca, Yulebra y Cononaco y diseño de bota de gas con ingreso externo de líquido.

C. total = C. separadores + C botas de gas

$$= 764435,07 + 25191,00 = \text{US\$ } 789626,07$$

El tiempo en el cual se amortizarán los costos es:

$$n = -\frac{\log(1 - \frac{iv}{R})}{\log(1+i)} = -\frac{\log(1 - \frac{0,12 * 789626,07}{133845,5})}{\log(1,12)} = 10,86 \text{ años}$$

Se considera como mejor alternativa de rediseño de facilidades de separación rediseñar los separadores utilizando los recipientes actuales y diseñar una bota de gas con ingreso externo de líquido en la estación Auca Sur debido a que el tiempo de amortización de la deuda es 3.11 años.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Los separadores de Auca Central y Auca Sur son rediseñados como bifásicos por tener pozos en su mayoría de bombeo hidráulico de calidad mediana de gravedad API, implicando menor BSW y agua libre. Los separadores deben ser rediseñados como trifásicos en Yuca, Yulebra y Cononaco, donde se tiene bombeo eléctrico sumergible, ocasionando un alto BSW y agua libre, con un bajo GOR y además con el aporte de pozos de calidad pesada de gravedad API.
2. La estación Auca Sur, es la que maneja mayor volumen de fluido (46540 bbl/d), siendo necesario aumentar la capacidad de sus separadores de producción # 2 y # 3, además de construir una bota de gas de 44"x58', debido a que el sistema power oil demanda cada vez mayor cantidad de petróleo inyectado.

3. Se hace mayor énfasis en el rediseño de separadores que en el de botas de gas, puesto que un separador en óptimas condiciones, haría innecesaria la utilización de una bota de gas, considerando también que la bota de gas debe reemplazar a los separadores en las peores condiciones de operación.
4. Una vez implantado el rediseño en los campos Yuca, Yulebra y Cononaco, el volumen de agua que ingresa al tanque de lavado disminuirá, provocando un tiempo de residencia mayor, necesario para mantener el colchón de agua al mismo nivel de 8 ft; mejorando el grado de separación de petróleo del agua.
5. Se escoge la alternativa de rediseño de los separadores utilizando los recipientes actuales y diseño de bota de gas con ingreso externo de líquido, en función del tiempo de amortización de la deuda que para este caso es de 3,13 años.
6. Al rediseñar los recipientes actuales para convertirlos en recipientes trifásicos en los campos Yuca y Yulebra, se tomó como consideración una distribución de pozos con respecto al BSW y al agua libre que manejarían sus separadores.

RECOMENDACIONES

1. Instalar en todas las estaciones toma – muestras en la entrada y salida de los recipientes, a fin de obtener mejores muestras de fluido líquido, así se puede obtener una buena determinación de eficiencia de separadores y botas de gas midiendo las presiones de vapor.
2. De ser posible, instalar placas de orificio en la línea de descarga de gas de los separadores para determinar con mayor precisión las cantidades de gas que se recuperan. Además, se los podría instalar a la línea de la salida de gas en las botas, para poder cuantificar cuánto gas se quema y cuánto gas se aprovecha con mayor exactitud.
3. Los medidores de placa de orificio, posibilitan otra alternativa de medir eficiencia de separadores, calculando el arrastre de líquido en la fase gaseosa, una vez que se haya efectuado un cálculo de volúmenes y de balance de gas.

4. Elaborar diagramas de separadores y botas de gas por estación y subestación de producción y por área, con el fin de facilitar evaluaciones periódicas desempeñadas por personal de la empresa, determinando así la configuración y el estado de los dispositivos internos. Estos diagramas deben ser elaborados también, cuando los recipientes hayan sido modificados.
5. Se recomienda los extractores de niebla tipo aleta debido a que permite menor caída de presión en el separador, además es más recomendable en crudos parafínicos.
6. Se sugiere redistribuir los pozos a sus respectivos separadores de acuerdo al BSW, agua libre y viscosidad, además de considerar una carga operacional equitativa en los campos Auca Central y Auca Sur.
7. Otro dispositivo interno que mejoraría la separación primaria en un separador sería un deflector tipo placas múltiples, el cual permite mayor cantidad de movimiento, incrementando la separación entre gas y líquido.

A N E X O A

**DISTRIBUCION DE POZOS POR SEPARADORES EN CADA
ESTACION DEL AREA AUCA**

DISTRIBUCION DE POZOS EN ESTACION AUCA CENTRAL

| SEPARADOR PRODUCCION # 1 | | | | | | | | | | |
|--------------------------|----------|-----------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|------------|--------------|-------------|
| ARENA | POZO | TIPO DE LEVANTAMIENTO | GOR | Bsw | API húmedo | AGUA LIBRE % | Qo | Qw | Qg | Qliq |
| | | | scf/rb | % | | | bbbls/d | bbbls/d | MMscf/d | bbbls/d |
| Hs | AUC – 02 | ELECTROSUMERGIBLE | 12.1 | 30 | 26.5 | 0.6 | 580 | 249 | 0.007 | 829 |
| H | AUC – 05 | JET | 4.4 | 1.1 | 25.6 | 0.9 | 1586 | 11 | 0.007 | 1527 |
| U | AUC – 10 | PISTON | 36.7 | 51.7 | 25.2 | 15.5 | 1390 | 168 | 0.051 | 1558 |
| BT | AUC – 26 | PISTON | 15.5 | 19.3 | 25 | 0.3 | 1226 | 123 | 0.019 | 1349 |
| Ui | AUC – 29 | JET | 23.6 | 0.9 | 26.3 | 0.2 | 1950 | 12 | 0.046 | 1962 |
| Hs | AUC – 32 | PISTON | 19.3 | 26.2 | 27 | 21.8 | 1655 | 120 | 0.032 | 1775 |
| TOTAL | | | 19.3 | 24.5 | 25.93 | 5.55 | 8387 | 683 | 0.162 | 9070 |

| SEPARADOR PRODUCCION # 2 | | | | | | | | | | |
|--------------------------|----------|-----------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|------------|--------------|-------------|
| ARENA | POZO | TIPO DE LEVANTAMIENTO | GOR | BSW | API húmedo | AGUA LIBRE % | Qo | Qw | Qg | Qliq. |
| | | | scf/rb | % | | | bbbls/d | bbbls/d | MMscf/d | bbbls/d |
| T | AUC – 04 | ELECTROSUMERGIBLE | 44 | 7 | 25.4 | 0.3 | 250 | 19 | 0.011 | 269 |
| BT | AUC – 06 | JET | 32 | 6 | 22.5 | 1.6 | 1940 | 19 | 0.062 | 1959 |
| U | AUC – 09 | PISTON | 26.2 | 12 | 24.5 | 0.6 | 1453 | 70 | 0.038 | 1523 |
| T | AUC – 33 | JET | 92.6 | 2 | 24.8 | 0 | 896 | 9 | 0.083 | 905 |
| H | AUC – 39 | JET | 6.9 | 22 | 23 | 22 | 2022 | 104 | 0.014 | 2126 |
| T | AUC – 40 | ELECTROSUMERGIBLE | 33.7 | 0.4 | 22.3 | 0 | 386 | 2 | 0.013 | 388 |
| Hi | AUC – 51 | FLUJO NATURAL | 0.0 | 30 | 32.1 | 4 | 535 | 229 | 0.000 | 764 |
| TOTAL | | | 29.5 | 16.1 | 24.29 | 4.73 | 7482 | 452 | 0.221 | 7934 |

DISTRIBUCION DE POZOS EN ESTACION AUCA SUR

| SEPARADOR PRODUCCION # 1 | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--------|-----------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
| ARENA | POZO | TIPO DE LEVANTAMIENTO | GOR | BSW | API | AGUA | Qo | Qw | Qg | Qliq. |
| | | | scf/rb | % | húmedo | LIBRE % | bbls/d | bbls/d | MMscf/d | bbls/d |
| U | AUC-15 | PISTON | 16.2 | 50.4 | 22.5 | 47 | 985 | 324 | 0.016 | 1309 |
| U | AUC-25 | PISTON | 45.6 | 18.6 | 22.6 | 18.6 | 1338 | 70 | 0.061 | 1408 |
| U | AUC-30 | JET | 28.1 | 11.0 | 24 | 7.9 | 1604 | 91 | 0.045 | 1695 |
| Hs | AUC-36 | PISTON | 29.0 | 43.0 | 25.6 | 43 | 1345 | 72 | 0.039 | 1417 |
| Hs | AUC-42 | PISTON | 86.3 | 1.14 | 25.2 | 0.6 | 1101 | 9 | 0.095 | 1110 |
| Hs | AUC-47 | PISTON | 15.2 | 26.8 | 23.5 | 26.8 | 790 | 73 | 0.012 | 863 |
| BT | AUC-50 | JET | 0.0 | 15.8 | 24.6 | 12.6 | 1482 | 35 | 0.001 | 1517 |
| Ti | AUC-53 | FLUJO NATURAL | 0.0 | 34.0 | 32.5 | 12.8 | 1242 | 640 | 0.000 | 1882 |
| BT | AUI-05 | JET | 18.4 | 51.7 | 25.4 | 0.6 | 2032 | 302 | 0.005 | 2334 |
| TOTAL | | | 23.0 | 30.7 | 25.43 | 15.85 | 11919 | 1615 | 0.274 | 13534 |

| SEPARADOR PRODUCCION # 2 | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--------|-----------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|
| ARENA | POZO | TIPO DE LEVANTAMIENTO | GOR | BSW | API | AGUA | Qo | Qw | Qg | Qliq. |
| | | | Scf/rb | % | húmedo | LIBRE % | bbls/d | Bbls/d | MMscf/d | Bbls/d |
| Hs | AUC-03 | PISTON | 4.6 | 30 | 25.1 | 21 | 1295 | 86 | 0.006 | 1381 |
| U | AUC-14 | PISTON | 19.7 | 36.6 | 22 | 34.6 | 1832 | 338 | 0.036 | 2170 |
| BT | AUC-18 | PISTON | 12.3 | 16 | 25.3 | 16 | 1792 | 15 | 0.022 | 1807 |
| T | AUC- | JET | 16.1 | 1.3 | 25 | 0.9 | 1993 | 15 | 0.032 | 2008 |
| T | AUC-21 | JET | 4.4 | 22.5 | 24 | 22.5 | 2697 | 212 | 0.012 | 2909 |
| Ts+Ti | AUC-22 | JET | 46.0 | 1.1 | 25.1 | 0.1 | 2674 | 19 | 0.123 | 2693 |
| T | AUC-27 | PISTON | 142.5 | 5.3 | 24.5 | 4.4 | 758 | 9 | 0.108 | 767 |
| T | AUC-35 | PISTON | 52.6 | 15.4 | 24.9 | 14 | 1691 | 104 | 0.089 | 1795 |
| Hi | AUC-38 | PISTON | 8.2 | 30 | 25.6 | 25 | 1092 | 147 | 0.009 | 1239 |
| TOTAL | | | 27.6 | 21.2 | 24.52 | 17.88 | 15824 | 944 | 0.437 | 16768 |

SEPARADOR PRODUCCION # 3

| ARENA | POZO | TIPO DE LEVANTAMIENTO | GOR | BSW | API | AGUA | Qo | Qw | Qg | Qliq. |
|--------------|--------|-----------------------|-------------|-----------|-------------|-------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
| | | | Scf/rb | % | húmedo | LIBRE % | bbls/d | bbls/d | MMscf/d | bbls/d |
| BT | AUC-01 | JET | 28.6 | 11.1 | 24.2 | 10 | 1537 | 43 | 0.044 | 1580 |
| U | AUC-16 | PISTON | 17.0 | 52.3 | 22 | 50.3 | 2060 | 492 | 0.035 | 2552 |
| Ts+Ti | AUC-20 | JET | 22.6 | 4.3 | 25.3 | 1 | 2963 | 47 | 0.067 | 3010 |
| Hs | AUC-24 | JET | 21.4 | 7.7 | 24.5 | 5.6 | 2433 | 38 | 0.052 | 2471 |
| U | AUC-28 | JET | 44.1 | 35.3 | 23.4 | 28.2 | 1725 | 170 | 0.076 | 1895 |
| U | AUC-43 | PISTON | 26.1 | 38.8 | 23.5 | 19.4 | 1263 | 298 | 0.033 | 1561 |
| Ti | AUC-49 | PISTON | 54.4 | 1.2 | 24 | 0.4 | 1858 | 14 | 0.101 | 1872 |
| T | AUC-01 | PISTON | 14.4 | 45 | 24 | 22.5 | 1177 | 118 | 0.017 | 1295 |
| TOTAL | | | 28.3 | 28 | 23.9 | 19.9 | 15016 | 1221 | 0.425 | 16237 |

DISTRIBUCION DE POZOS EN ESTACION YUCA

| SEPARADOR PRODUCCION # 1 | | | | | | | | | | |
|--------------------------|----------|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| ARENA | POZO | TIPO DE LEVANTAMIENTO | GOR | BSW | API | AGUA | Qo | Qw | Qg | Qliq. |
| | | | Scf/rb | % | húmedo | LIBRE % | bbls/d | bbls/d | MMscf/d | bbls/d |
| Ui | YUC-01 B | ELECTROSUMERGIBLE | 71.5 | 30 | 19.1 | 10 | 1217 | 522 | 0.087 | 1739 |
| U | YUC-07 | ELECTROSUMERGIBLE | 66.7 | 50 | 15.6 | 12.5 | 855 | 855 | 0.057 | 1710 |
| T | YUC-08 | ELECTROSUMERGIBLE | 67.7 | 70 | 25.6 | 39.7 | 517 | 1206 | 0.035 | 1723 |
| U | YUC-09 | ELECTROSUMERGIBLE | 95.1 | 60 | 14.9 | 50 | 410 | 615 | 0.039 | 1025 |
| T | YUC-12 | ELECTROSUMERGIBLE | 89.9 | 60 | 26.1 | 26.1 | 315 | 473 | 0.028 | 788 |
| T | YUC-14 | ELECTROSUMERGIBLE | 125 | 60 | 24.8 | 23 | 312 | 468 | 0.039 | 780 |
| U | YUC-15 | ELECTROSUMERGIBLE | 51.1 | 65 | 16.9 | 35 | 704 | 1307 | 0.036 | 2011 |
| U | YUC-16 | ELECTROSUMERGIBLE | 64.9 | 65 | 18.3 | 52 | 755 | 1402 | 0.049 | 2157 |
| TOTAL | | | 72.8 | 57.4 | 19.5 | 31.8 | 5085 | 6848 | 0.370 | 11983 |

DISTRIBUCION DE POZOS EN ESTACION YULEBRA

| SEPARADOR PRODUCCION # 1 | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--------|-----------------------|--------------|-------------|--------------|-----------|-------------|-------------|--------------|-------------|
| ARENA | POZO | TIPO DE LEVANTAMIENTO | GOR | BSW | API | AGUA | Qo | Qw | Qg | Qliq. |
| | | | Scf/rb | % | húmedo | LIBRE % | bbls/d | bbls/d | MMscf/d | Bbls/d |
| Ui | YUL-01 | ELECTROSUMERGIBLE | 130.4 | 10 | 30.8 | 3.3 | 629 | 70 | 0.082 | 699 |
| U | YUL-02 | ELECTROSUMERGIBLE | 84 | 40 | 16.4 | 35.6 | 536 | 357 | 0.045 | 893 |
| T | YUL-03 | ELECTROSUMERGIBLE | 101.7 | 0.4 | 18 | 0.1 | 718 | 3 | 0.073 | 721 |
| U | YUL-04 | ELECTROSUMERGIBLE | 53.1 | 70 | 14.6 | 46 | 320 | 747 | 0.017 | 1067 |
| T | YUL-05 | ELECTROSUMERGIBLE | 367 | 65 | 16.5 | 38.9 | 327 | 607 | 0.120 | 934 |
| T | YUL-07 | ELECTROSUMERGIBLE | 45.8 | 38 | 19.1 | 24 | 415 | 254 | 0.019 | 669 |
| TOTAL | | | 120.9 | 40.9 | 18.65 | 27 | 2945 | 2038 | 0.356 | 4983 |

DISTRIBUCION DE POZOS EN ESTACION CONONACO

| SEPARADOR PRODUCCION # 1 | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--------|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ARENA | POZO | TIPO DE LEVANTAMIENTO | GOR | BSW | API | AGUA | Qo | Qw | Qg | Qliq. |
| | | | Scf/rb | % | húmedo | LIBRE % | bbls/d | bbls/d | MMscf/d | bbls/d |
| G2+U | RUM-01 | ELECTROSUMERGIBLE | 96.7 | 0.5 | 18.1 | 0.5 | 486 | 2.4 | 0.047 | 488 |
| Hi | CON-01 | ELECTROSUMERGIBLE | 5.7 | 80 | 28 | 80 | 527 | 2108 | 0.003 | 2.635 |
| Hi | CON-03 | ELECTROSUMERGIBLE | 7.6 | 50 | 31.6 | 0 | 524 | 524 | 0.004 | 1.048 |
| Hs | CON-04 | ELECTROSUMERGIBLE | 28.5 | 40 | 22.3 | 0 | 246 | 164 | 0.007 | 410 |
| U | CON-06 | ELECTROSUMERGIBLE | 0 | 48 | 15.3 | 48 | 177 | 163.4 | 0.000 | 340 |
| Hs | CON-07 | ELECTROSUMERGIBLE | 76.6 | 30 | 29.6 | 2 | 274 | 117 | 0.021 | 391 |
| Hs | CON-08 | ELECTROSUMERGIBLE | 4.1 | 8 | 31.2 | 0 | 489 | 43 | 0.002 | 532 |
| U | CON-09 | ELECTROSUMERGIBLE | 2.2 | 50 | 26.5 | 12 | 455 | 455 | 0.001 | 910 |
| Hi | CON-13 | FLUJO NATURAL | 1.8 | 40 | 21.5 | 8.4 | 541 | 361 | 0.001 | 902 |
| T | CON-14 | ELECTROSUMERGIBLE | 34.8 | 45 | 22.6 | 22 | 402 | 329 | 0.014 | 731 |
| Hi | CON-15 | ELECTROSUMERGIBLE | 48.1 | 28 | 33 | 8 | 270 | 105 | 0.013 | 375 |
| Hs+i | CON-18 | ELECTROSUMERGIBLE | 88.9 | 45 | 32.1 | 7.5 | 641 | 524 | 0.057 | 1165 |
| H | CON-20 | ELECTROSUMERGIBLE | 29.4 | 90 | 32.5 | 89.8 | 272 | 2448 | 0.008 | 2720 |
| T | CON-21 | ELECTROSUMERGIBLE | 26.8 | 54 | 20.5 | 32 | 859 | 1008 | 0.023 | 1867 |
| Hi | CON-24 | ELECTROSUMERGIBLE | 39 | 46 | 31.2 | 11 | 1155 | 984 | 0.045 | 2139 |
| Hi | CON-25 | ELECTROSUMERGIBLE | 14 | 40 | 30.2 | 40 | 641 | 427.3 | 0.009 | 1068 |
| T+Hs | CON-27 | ELECTROSUMERGIBLE | 140 | 4 | 25.2 | 0.1 | 550 | 23 | 0.077 | 573 |
| Hi | CON-29 | ELECTROSUMERGIBLE | 6.2 | 30 | 32.5 | 1 | 482 | 207 | 0.003 | 689 |
| Hi | CON-31 | FLUJO NATURAL | 0 | 55 | 29.5 | 18.7 | 272 | 332 | 0.000 | 604 |
| Hi | CON-32 | FLUJO NATURAL | 21.9 | 35 | 30.2 | 15 | 684 | 368 | 0.015 | 1052 |
| Hi | CON-33 | FLUJO NATURAL | 8.8 | 25 | 32.2 | 20 | 905 | 302 | 0.008 | 1207 |
| Hi | CON-34 | ELECTROSUMERGIBLE | 16.2 | 75 | 31.5 | 60 | 371 | 1113 | 0.006 | 1484 |
| Hs | CON-35 | ELECTROSUMERGIBLE | 91.6 | 3 | 32.1 | 2 | 371 | 11 | 0.034 | 382 |
| TOTAL | | | 34.3 | 51.1 | 30.8 | 33.2 | 11594 | 12120 | 0.398 | 23714 |

A N E X O B

**CONDICIONES ACTUALES DE LOS TANQUES DE
LAVADO Y SURGENCIA**

CONDICIONES ACTUALES DE LOS TANQUES DE LAVADO

| TANQUES DE LAVADO | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------|--------|----------|------------------|-------------|---------|-------|----------|-----------|-------|-------|-------|------------|-------|
| ESTACIÓN | Altura | Descarga | Capacidad [Bbls] | | Colchón | Crudo | Aforo | Vol.Crudo | BPPD | BIPD | BTPD | RESIDENCIA | |
| | [Ft] | [Ft] | Nominal | Operacional | [Ft] | [Ft] | [Bbl/Ft] | [Bbl] | [Bbl] | [Bbl] | [Bbl] | Días | Horas |
| AUCA CENTRAL | 40 | 37 | 37800 | 34965.0 | 8 | 29 | 945.0 | 27405.0 | 4425 | 11856 | 16281 | 1.7 | 40.4 |
| AUCA SUR | 36 | 32 | 50000 | 44444.4 | 8 | 24 | 1388.9 | 33333.3 | 11746 | 30050 | 41796 | 0.8 | 19.1 |
| YUCA | 36 | 32 | 24600 | 21866.7 | 8 | 24 | 683.3 | 16400.0 | 5239 | 0 | 5239 | 3.1 | 75.1 |
| YULEBRA | 32 | 29 | 6700 | 6071.9 | 8 | 21 | 209.4 | 4396.9 | 4598 | 0 | 4598 | 1.0 | 23.0 |
| CONONACO | 45 | 43 | 50000 | 47777.8 | 8 | 35 | 1111.1 | 38888.9 | 11167 | 0 | 11167 | 3.5 | 83.6 |

CONDICIONES ACTUALES DE LOS TANQUES DE SURGENCIA

| TANQUES DE SURGENCIA | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|--------|----------|------------------|-------------|---------|-------|----------|-----------|-------|-------|-------|------------|------|
| ESTACIÓN | Altura | Descarga | Capacidad [Bbls] | | Colchón | Crudo | Aforo | Vol.Crudo | BPPD | BIPD | BTPD | RESIDENCIA | |
| | [Ft] | [Ft] | Nominal | Operacional | [Ft] | [Ft] | [Bbl/Ft] | [Bbl] | [Bbl] | [Bbl] | [Bbl] | [Ft] | [Ft] |
| AUCA CENTRAL | 32 | 28 | 28650 | 25068.8 | 0 | 28 | 895.3 | 25068.8 | 4125 | 11270 | 15395 | 1.6 | 39.1 |
| AUCA SUR | 30 | 26 | 15000 | 13000.0 | 0 | 26 | 500.0 | 13000.0 | 10033 | 31920 | 41953 | 0.3 | 7.4 |
| YUCA | 24 | 21 | 21500 | 18812.5 | 0 | 21 | 895.8 | 18812.5 | 5239 | 0 | 5239 | 3.6 | 86.2 |
| YULEBRA | 24 | 21 | 5000 | 4375.0 | 0 | 21 | 208.3 | 4375.0 | 4598 | 0 | 4598 | 1.0 | 22.8 |

A N E X O C

ANALISIS CROMATOGRAFICO DEL AREA AUCA

CROMATOGRAFIA DEL CAMPO AUCA CENTRAL

| ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES | | | |
|---|-----------------------|--------------|----------------|
| LOCALIZACION DE LA MUESTRA : | ESTACION AUCA CENTRAL | | |
| COMPAÑÍA : | PETROPRODUCCION | | |
| FECHA DE TOMA DE MUESTRA : | 17/05/2005 | | |
| FECHA DE ANALISIS : | 17/05/2005 | | |
| RESULTADOS DEL ANALISIS DEL GAS | | | |
| COMPONENTE | FRACCION MOLAR | GPM teórico | OCTANAJE |
| NITROGENO (N2) | 4.25 | | |
| DIOXIDO DE CARBONO (CO2) | 5.73 | | |
| SULFURO DE HIDROGENO (H2S) | * | | |
| METANO (C1) | 59.9 | | 120 |
| ETANO (C2) | 8.82 | | 100.7 |
| PROPANO (C3) | 12.41 | 3.408 | 97.1 |
| I - BUTANO (I - C4) | 2.51 | 0.82 | 97.6 |
| N - BUTANO (N - C4) | 4.13 | 1.301 | 89.1 |
| I - PENTANO (I - C5) | 1.26 | 0.461 | 89.7 |
| N - PENTANO (N - C5) | 0.99 | 0.358 | 61.9 |
| N - HEXANO (N - C6) | 0 | 0 | 26 |
| N - HEPTANO (N - C7) | 0 | 0 | |
| N - OCTANO (N - C8) | 0 | 0 | |
| N - NONANO (N - C9) | 0 | 0 | |
| N - DECANO (N - 10) | 0 | 0 | |
| OXIGENO (O2) | 0 | | |
| HIDROGENO (O2) | 0 | | |
| HELIO (HE) | 0 | | |
| AGUA (H2O) | 0 | 0 | |
| TOTAL | 100 | 6.347 | 100.684 |
| CONSTANTES FISICO - QUIMICAS DEL GAS | | | |
| Gravedad del gas (aire = 1,0) | 0.9300 | | |
| Contenido líquido del gas (gln/Mscf) | 6.3470 | | |
| Contenido teórico de agua (lb/MMscf) | 128.6590 | | |
| Peso molecular del gas | 26.9920 | | |
| Corrección Wichert - Aziz (F) | 7.9150 | | |
| Temperatura pseudocrítica ® | 446.4780 | | |
| Temperatura crítica ® | 438.5620 | | |
| Presión pseudocrítica (psia) | 668.2840 | | |
| Presión crítica (psia) | 656.4360 | | |
| Valor calorífico neto (BTU/scf) | 1257.6290 | | |
| Valor calorífico bruto seco (BTU/scf) | 1379.6080 | | |
| Valor calorífico bruto húmedo (BTU/scf) | 1355.6030 | | |
| Octanaje | 100.6840 | | |
| Temperatura de flujo (F) | 100.0000 | | |
| Presión de flujo (psia) | 39.7000 | | |
| Calor específico CP (BTU/Lbm°F) | 0.4350 | | |
| Calor específico CV (BTU/Lbm°F) | 0.3610 | | |
| Relación (CP/CV) K (adimensional) | 1.2040 | | |
| Desviación del gas Z (adimensional) | 0.9900 | | |
| Viscosidad del gas Ug (cp) | 0.0111 | | |
| Compresibilidad del gas Cg (1/psia) | 0.02738 | | |

CROMATOGRAFIA DEL CAMPO AUCA SUR

| ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES | | | |
|---|-------------------|--------------|----------------|
| LOCALIZACION DE LA MUESTRA : | ESTACION AUCA SUR | | |
| COMPAÑIA : | PETROPRODUCCION | | |
| FECHA DE TOMA DE MUESTRA : | 17/05/2005 | | |
| FECHA DE ANALISIS : | 17/05/2005 | | |
| RESULTADOS DEL ANALISIS DEL GAS | | | |
| COMPONENTE | FRACCION MOLAR | GPM teórico | OCTANAJE |
| NITROGENO (N2) | 3.94 | | |
| DIOXIDO DE CARBONO (CO2) | 5.58 | | |
| SULFURO DE HIDROGENO (H2S) | * | | |
| METANO (C1) | 60.07 | | 120 |
| ETANO (C2) | 8.52 | | 100.7 |
| PROPANO (C3) | 12.66 | 3.477 | 97.1 |
| I - BUTANO (I - C4) | 2.72 | 0.899 | 97.6 |
| N - BUTANO (N - C4) | 4.27 | 1.345 | 89.1 |
| I - PENTANO (I - C5) | 1.21 | 0.442 | 89.7 |
| N - PENTANO (N - C5) | 1.03 | 0.373 | 61.9 |
| N - HEXANO (N - C6) | 0 | 0 | 26 |
| N - HEPTANO (N - C7) | 0 | 0 | |
| N - OCTANO (N - C8) | 0 | 0 | |
| N - NONANO (N - C9) | 0 | 0 | |
| N - DECANO (N - 10) | 0 | 0 | |
| OXIGENO (O2) | 0 | | |
| HIDROGENO (O2) | 0 | | |
| HELIO (HE) | 0 | | |
| AGUA (H2O) | 0 | 0 | |
| TOTAL | 100 | 6.525 | 101.139 |
| CONSTANTES FISICO - QUIMICAS DEL GAS | | | |
| Gravedad del gas (aire = 1,0) | 0.9330 | | |
| Contenido líquido del gas (gln/Mscf) | 6.5250 | | |
| Contenido teórico de agua (lb/MMscf) | 124.0850 | | |
| Peso molecular del gas | 27.0130 | | |
| Corrección Wichert - Aziz (F) | 7.7510 | | |
| Temperatura pseudocrítica ® | 448.0880 | | |
| Temperatura crítica ® | 440.3370 | | |
| Presión pseudocrítica (psia) | 667.5340 | | |
| Presión crítica (psia) | 655.9870 | | |
| Valor calorífico neto (BTU/scf) | 1270.2620 | | |
| Valor calorífico bruto seco (BTU/scf) | 1393.3090 | | |
| Valor calorífico bruto húmedo (BTU/scf) | 1369.0660 | | |
| Octanaje | 101.1390 | | |
| Temperatura de flujo (F) | 98.0000 | | |
| Presión de flujo (psia) | 38.7000 | | |
| Calor específico CP (BTU/Lbm°F) | 0.4350 | | |
| Calor específico CV (BTU/Lbm°F) | 0.3610 | | |
| Relación (CP/CV) K (adimensional) | 1.2040 | | |
| Desviación del gas Z (adimensional) | 0.9900 | | |
| Viscosidad del gas Ug (cp) | 0.0103 | | |
| Compresibilidad del gas Cg (1/psia) | 0.0261 | | |

CROMATOGRAFIA DEL CAMPO YUCA

| ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES | | | |
|---|-----------------|--------------|----------------|
| LOCALIZACION DE LA MUESTRA : | ESTACION YUCA | | |
| COMPAÑÍA : | PETROPRODUCCION | | |
| FECHA DE TOMA DE MUESTRA : | 05/02/2005 | | |
| FECHA DE ANALISIS : | 06/02/2005 | | |
| RESULTADOS DEL ANALISIS DEL GAS | | | |
| COMPONENTE | FRACCION MOLAR | GPM teórico | OCTANAJE |
| NITROGENO (N2) | 2.72 | | |
| DIOXIDO DE CARBONO (CO2) | 6.34 | | |
| SULFURO DE HIDROGENO (H2S) | * | | |
| METANO (C1) | 55.7 | | 120 |
| ETANO (C2) | 9.42 | | 100.7 |
| PROPANO (C3) | 14.76 | 4.053 | 97.1 |
| I - BUTANO (I - C4) | 3.56 | 1.163 | 97.6 |
| N - BUTANO (N - C4) | 4.84 | 1.524 | 89.1 |
| I - PENTANO (I - C5) | 1.7 | 0.621 | 89.7 |
| N - PENTANO (N - C5) | 0.89 | 0.322 | 61.9 |
| N - HEXANO (N - C6) | 0 | 0 | 26 |
| N - HEPTANO (N - C7) | 0 | 0 | |
| N - OCTANO (N - C8) | 0 | 0 | |
| N - NONANO (N - C9) | 0 | 0 | |
| N - DECANO (N - 10) | 0 | 0 | |
| OXIGENO (O2) | 0 | | |
| HIDROGENO (O2) | 0 | | |
| HELIO (HE) | 0 | | |
| AGUA (H2O) | 0 | 0 | |
| TOTAL | 100 | 7.684 | 100.605 |
| CONSTANTES FISICO - QUIMICAS DEL GAS | | | |
| Gravedad del gas (aire = 1,0) | 0.9870 | | |
| Contenido líquido del gas (gln/Mscf) | 7.6840 | | |
| Contenido teórico de agua (lb/MMscf) | 70.0940 | | |
| Peso molecular del gas | 28.5830 | | |
| Corrección Wichert - Aziz (F) | 8.5710 | | |
| Temperatura pseudocrítica ® | 467.0640 | | |
| Temperatura crítica ® | 458.4930 | | |
| Presión pseudocrítica (psia) | 669.5590 | | |
| Presión crítica (psia) | 657.2730 | | |
| Valor calorífico neto (BTU/scf) | 1349.6690 | | |
| Valor calorífico bruto seco (BTU/scf) | 1478.5940 | | |
| Valor calorífico bruto húmedo (BTU/scf) | 1452.8660 | | |
| Octanaje | 100.6050 | | |
| Temperatura de flujo (F) | 80.0000 | | |
| Presión de flujo (psia) | 39.7000 | | |
| Calor específico CP (BTU/Lbm°F) | 0.4220 | | |
| Calor específico CV (BTU/Lbm°F) | 0.3520 | | |
| Relación (CP/CV) K (adimensional) | 1.1970 | | |
| Desviación del gas Z (adimensional) | 0.9870 | | |
| Viscosidad del gas Ug (cp) | 0.0097 | | |
| Compresibilidad del gas Cg (1/psia) | 0.0255 | | |

CROMATOGRAFIA DEL CAMPO YULEBRA

| ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES | | | |
|---|------------------|--------------|----------------|
| LOCALIZACION DE LA MUESTRA : | ESTACION YULEBRA | | |
| COMPAÑÍA : | PETROPRODUCCION | | |
| FECHA DE TOMA DE MUESTRA : | 16/05/2005 | | |
| FECHA DE ANALISIS : | 17/05/2005 | | |
| | | | |
| RESULTADOS DEL ANALISIS DEL GAS | | | |
| COMPONENTE | FRACCION MOLAR | GPM teórico | OCTANAJE |
| NITROGENO (N2) | 2 | | |
| DIOXIDO DE CARBONO (CO2) | 5.1 | | |
| SULFURO DE HIDROGENO (H2S) | * | | |
| METANO (C1) | 52.67 | | 120 |
| ETANO (C2) | 12.58 | | 100.7 |
| PROPANO (C3) | 1.9 | 4.641 | 97.1 |
| I - BUTANO (I - C4) | 3.52 | 1.15 | 97.6 |
| N - BUTANO (N - C4) | 5.05 | 1.59 | 89.1 |
| I - PENTANO (I - C5) | 1.35 | 0.493 | 89.7 |
| N - PENTANO (N - C5) | 0.83 | 0.3 | 61.9 |
| N - HEXANO (N - C6) | 0 | 0 | 26 |
| N - HEPTANO (N - C7) | 0 | 0 | |
| N - OCTANO (N - C8) | 0 | 0 | |
| N - NONANO (N - C9) | 0 | 0 | |
| N - DECANO (N - 10) | 0 | 0 | |
| OXIGENO (O2) | 0 | | |
| HIDROGENO (O2) | 0 | | |
| HELIO (HE) | 0 | | |
| AGUA (H2O) | 0 | 0 | |
| TOTAL | 100 | 8.175 | 101.942 |
| | | | |
| CONSTANTES FISICO - QUIMICAS DEL GAS | | | |
| Gravedad del gas (aire = 1,0) | 1.0030 | | |
| Contenido líquido del gas (gln/Mscf) | 8.1750 | | |
| Contenido teórico de agua (lb/MMscf) | 204.5240 | | |
| Peso molecular del gas | 29.0340 | | |
| Corrección Wichert - Aziz (F) | 7.2150 | | |
| Temperatura pseudocrítica ® | 477.5260 | | |
| Temperatura crítica ® | 470.3110 | | |
| Presión pseudocrítica (psia) | 666.5180 | | |
| Presión crítica (psia) | 656.4470 | | |
| Valor calorífico neto (BTU/scf) | 1412.1260 | | |
| Valor calorífico bruto seco (BTU/scf) | 1546.1207 | | |
| Valor calorífico bruto húmedo (BTU/scf) | 1519.3030 | | |
| Octanaje | 101.9420 | | |
| Temperatura de flujo (F) | 112.0000 | | |
| Presión de flujo (psia) | 34.7000 | | |
| Calor específico CP (BTU/Lbm°F) | 0.4400 | | |
| Calor específico CV (BTU/Lbm°F) | 0.3720 | | |
| Relación (CP/CV) K (adimensional) | 1.1840 | | |
| Desviación del gas Z (adimensional) | 0.9900 | | |
| Viscosidad del gas Ug (cp) | * | | |
| Compresibilidad del gas Cg (1/psia) | * | | |

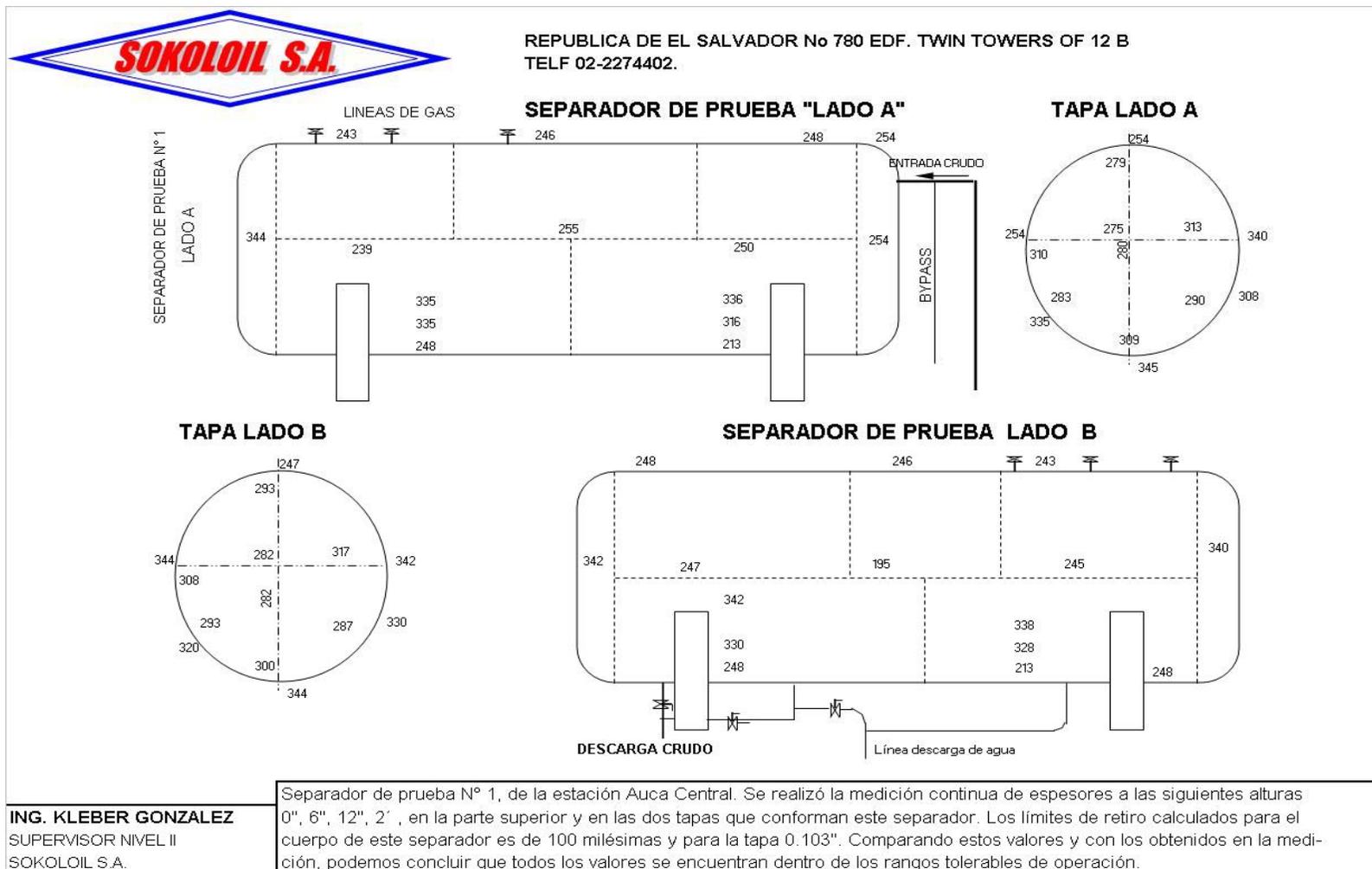
CROMATOGRAFIA DEL CAMPO CONONACO

| ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES | | | |
|---|-------------------|--------------|----------------|
| LOCALIZACION DE LA MUESTRA : | ESTACION CONONACO | | |
| COMPAÑÍA : | PETROPRODUCCION | | |
| FECHA DE TOMA DE MUESTRA : | 28/05/2005 | | |
| FECHA DE ANALISIS : | 28/05/2005 | | |
| RESULTADOS DEL ANALISIS DEL GAS | | | |
| COMPONENTE | FRACCION MOLAR | GPM teórico | OCTANAJE |
| NITROGENO (N2) | 4.25 | | |
| DIOXIDO DE CARBONO (CO2) | 5.73 | | |
| SULFURO DE HIDROGENO (H2S) | * | | |
| METANO (C1) | 59.9 | | 120 |
| ETANO (C2) | 8.82 | | 100.7 |
| PROPANO (C3) | 12.41 | 3.408 | 97.1 |
| I - BUTANO (I - C4) | 2.51 | 0.82 | 97.6 |
| N - BUTANO (N - C4) | 4.13 | 1.301 | 89.1 |
| I - PENTANO (I - C5) | 1.26 | 0.461 | 89.7 |
| N - PENTANO (N - C5) | 0.99 | 0.358 | 61.9 |
| N - HEXANO (N - C6) | 0 | 0 | 26 |
| N - HEPTANO (N - C7) | 0 | 0 | |
| N - OCTANO (N - C8) | 0 | 0 | |
| N - NONANO (N - C9) | 0 | 0 | |
| N - DECANO (N - 10) | 0 | 0 | |
| OXIGENO (O2) | 0 | | |
| HIDROGENO (O2) | 0 | | |
| HELIO (HE) | 0 | | |
| AGUA (H2O) | 0 | 0 | |
| TOTAL | 100 | 6.347 | 100.684 |
| CONSTANTES FISICO - QUIMICAS DEL GAS | | | |
| Gravedad del gas (aire = 1,0) | 0.9300 | | |
| Contenido líquido del gas (gln/Mscf) | 6.3470 | | |
| Contenido teórico de agua (lb/MMscf) | 128.6590 | | |
| Peso molecular del gas | 26.9920 | | |
| Corrección Wichert - Aziz (F) | 7.9150 | | |
| Temperatura pseudocrítica ® | 446.4780 | | |
| Temperatura crítica ® | 438.5620 | | |
| Presión pseudocrítica (psia) | 668.2840 | | |
| Presión crítica (psia) | 656.4360 | | |
| Valor calorífico neto (BTU/scf) | 1257.6290 | | |
| Valor calorífico bruto seco (BTU/scf) | 1379.6080 | | |
| Valor calorífico bruto húmedo (BTU/scf) | 1355.6030 | | |
| Octanaje | 100.6840 | | |
| Temperatura de flujo (F) | 100.0000 | | |
| Presión de flujo (psia) | 39.7000 | | |
| Calor específico CP (BTU/Lbm°F) | 0.4350 | | |
| Calor específico CV (BTU/Lbm°F) | 0.3610 | | |
| Relación (CP/CV) K (adimensional) | 1.2040 | | |
| Desviación del gas Z (adimensional) | 0.9900 | | |
| Viscosidad del gas Ug (cp) | 0.0111 | | |
| Compresibilidad del gas Cg (1/psia) | 0.02738 | | |

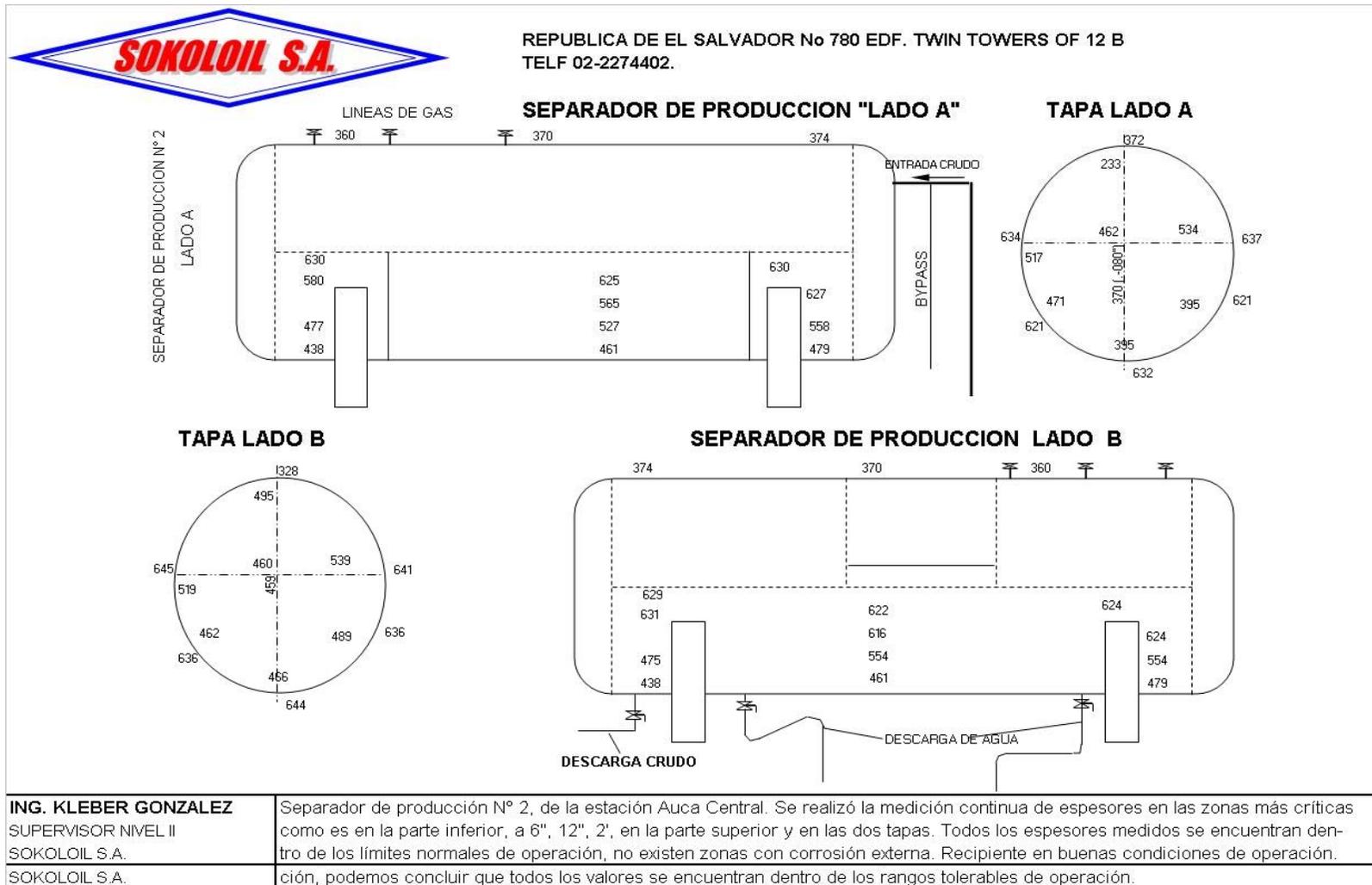
A N E X O D

INSPECCION TECNICA DE CORROSION EN SEPARADORES

INSPECCION TECNICA EN UN SEPARADOR DE PRUEBA.



INSPECCION TECNICA EN UN SEPARADOR DE PRODUCCION.



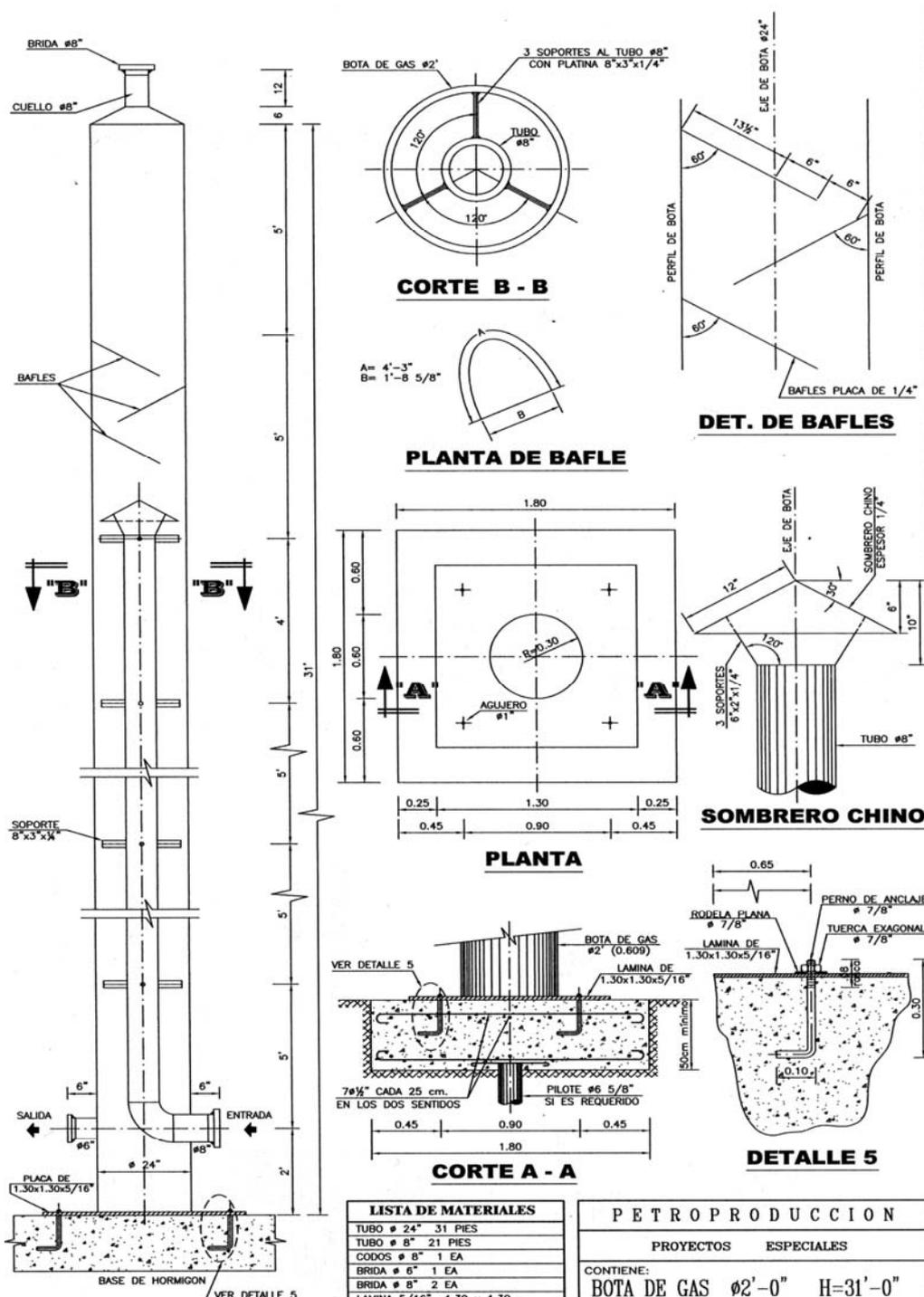
ING. KLEBER GONZALEZ
 SUPERVISOR NIVEL II
 SOKOLOIL S.A.
 SOKOLOIL S.A.

Separador de producción N° 2, de la estación Auca Central. Se realizó la medición continua de espesores en las zonas más críticas como es en la parte inferior, a 6", 12", 2', en la parte superior y en las dos tapas. Todos los espesores medidos se encuentran dentro de los límites normales de operación, no existen zonas con corrosión externa. Recipiente en buenas condiciones de operación. ción, podemos concluir que todos los valores se encuentran dentro de los rangos tolerables de operación.

A N E X O E

ESQUEMA DE DISPOSITIVOS DEL AREA AUCA

DETALLE DE UNA BOTA DE GAS.

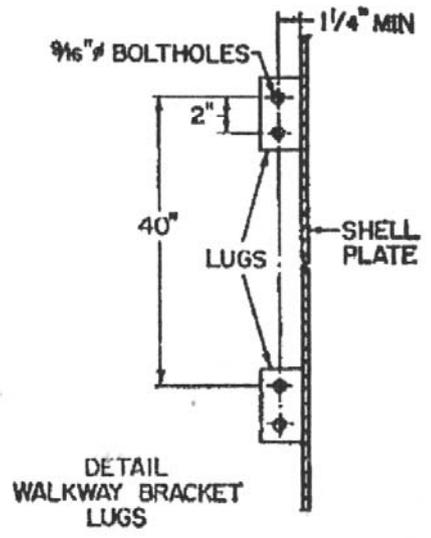
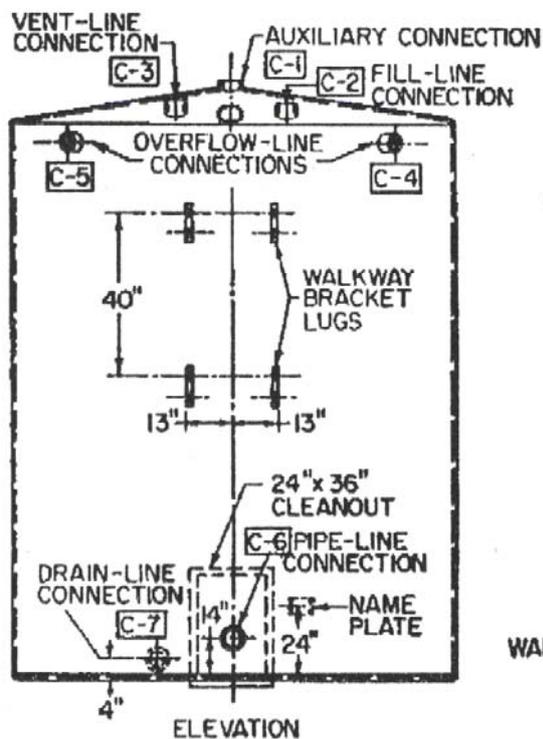
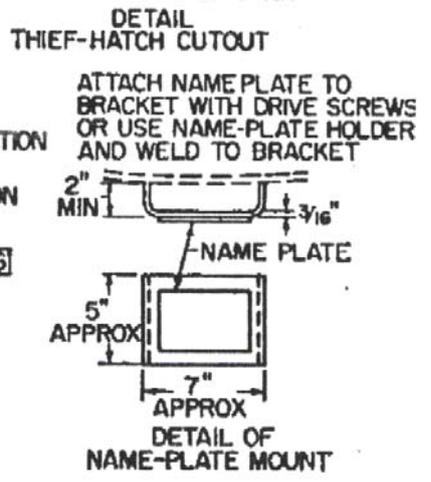
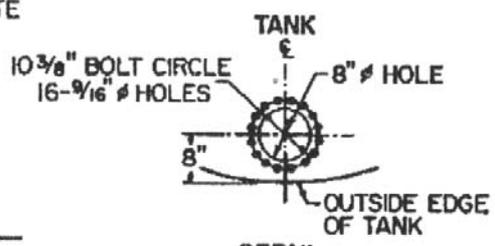
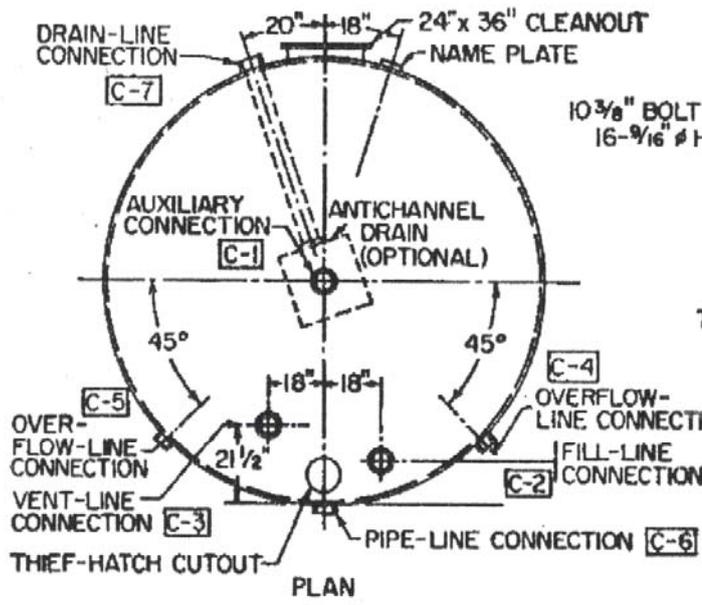


BOTA DE GAS

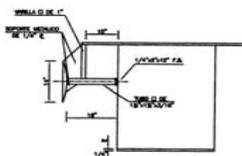
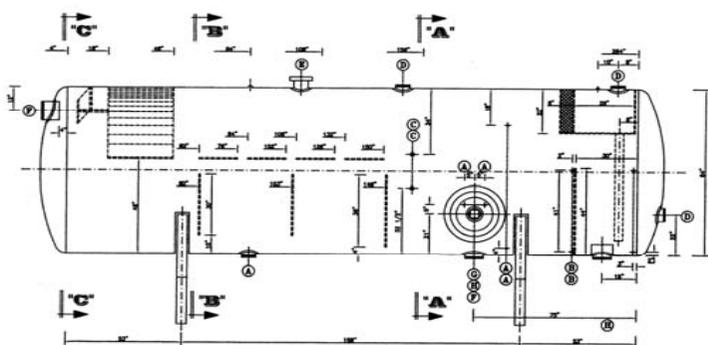
| LISTA DE MATERIALES | |
|-------------------------|-------------|
| TUBO # 24" | 31 PIES |
| TUBO # 8" | 21 PIES |
| CODOS # 8" | 1 EA |
| BRIDA # 6" | 1 EA |
| BRIDA # 8" | 2 EA |
| LAMINA 5/16" | 1.30 x 1.30 |
| PERNOS DE ANCLAJE | = 4 |
| 4 RODELAS PLANAS | |
| 4 TUERCAS EXAGONALES | |
| LAMINA DE 1/4" DE 5'x5' | |

| PETROPRODUCCION | | | |
|---|-------------|---------------------|------|
| PROYECTOS ESPECIALES | | | |
| CONTIENE: BOTA DE GAS $\phi 2'-0"$ H=31'-0" | | | |
| DEPARTAMENTO | DIBUJO CAD: | REVISOR: | LAM. |
| PROYECTOS ESPECIALES | F. C. A. | ING. WILCO GONZALEZ | |
| APROBADO: | ESCALA: | FUENTE: | |
| ING. JULIO CONDOM | 5/E | ENERO DEL 2000 | 1/1 |

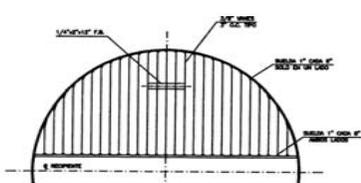
DETALLE DE UN TANQUE.



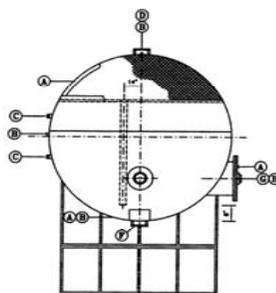
DETALLE DE UN SEPARADOR



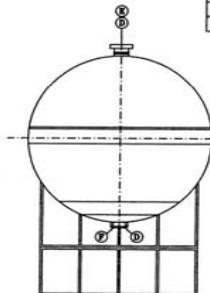
PLATO DEFLECTOR
DETALLE "E"



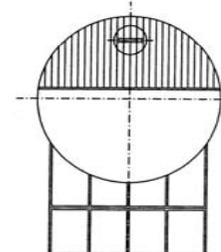
PLANCHAS CANALIZADORAS DE GAS
DETALLE "F"



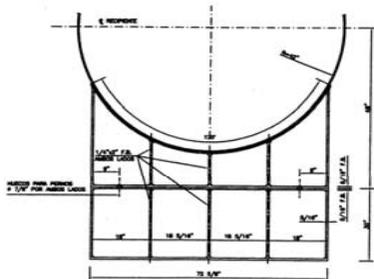
SECCION A - A



SECCION B - B



SECCION C - C



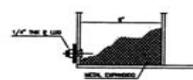
SOLDADURA TIPICA
CUERPO - CUERPO
DETALLE "A"



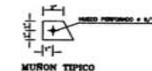
SOLDADURA TIPICA
CUERPO - CASQUETE
DETALLE "B"



ELIMINADOR DE ESPUMA
DETALLE "C"



MURON TIPICO
DETALLE "G"



CUELLO Y REFUERZO
DETALLE "D"

| NOTAS | |
|-------|---|
| A | 1/4" 3000# F. S. COUPLING |
| B | 1/2" 3000# F. S. COUPLING |
| C | BOQUILLA CON RANURA PARA TUBO #6" |
| D | BOQUILLA CON RANURA PARA TUBO #6" |
| E | BOQUILLA CON FLGD. # 6" ASA 300 PFSO |
| F | BOQUILLA CON RANURA PARA TUBO #6" |
| G | BOCA DE INSPECCION CON TAPA DE HIERRO DE 5/8" |
| H | KIMRAY No.12 TO-B MONTAJE DE MURON CON 3/4" NPT |
| 1 | # 84" (EXTERIOR) x 264" DE LONGITUD A515-70 $\frac{1}{2}$ ENROLLAR Y SOLDAR POR DENTRO CON VARILLA E 7010 Y POR FUERA CON ARCO SUMERGIDO AUTOMATICO |
| 2 | # 84" (EXTERIOR) x 1/2" TUBO A515-70 |
| 3 | 125 PSC. # 650 ASME CODIGO SELLADO |
| 4 | TODAS LAS BOQUILLAS LINAS CON RANURA POR DENTRO TIENEN PROYECCION DE 2" AL LADO COYTE |
| 5 | DEFLECTORES HORIZONTALES Y VERTICALES 1/4" $\frac{1}{2}$ |
| 6 | TODAS LAS BOQUILLAS PROGRAM. 90 ASSE SIN COSTURA |
| 7 | TODOS LOS COUPLING 3000 # F. S. AL08.11 |
| 8 | RAYOS X PARCIAL DE ACUERDO AL CODIGO ASME |
| 9 | PRUEBA HIDROSTATICA HASTA 100 # |
| 10 | NO S. R. REQUERIDO |
| 11 | PINTURA INTERNA: COAL TAR EPOXY |
| 12 | PINTURA EXTERNA: UNA MANO DE PRIMER |

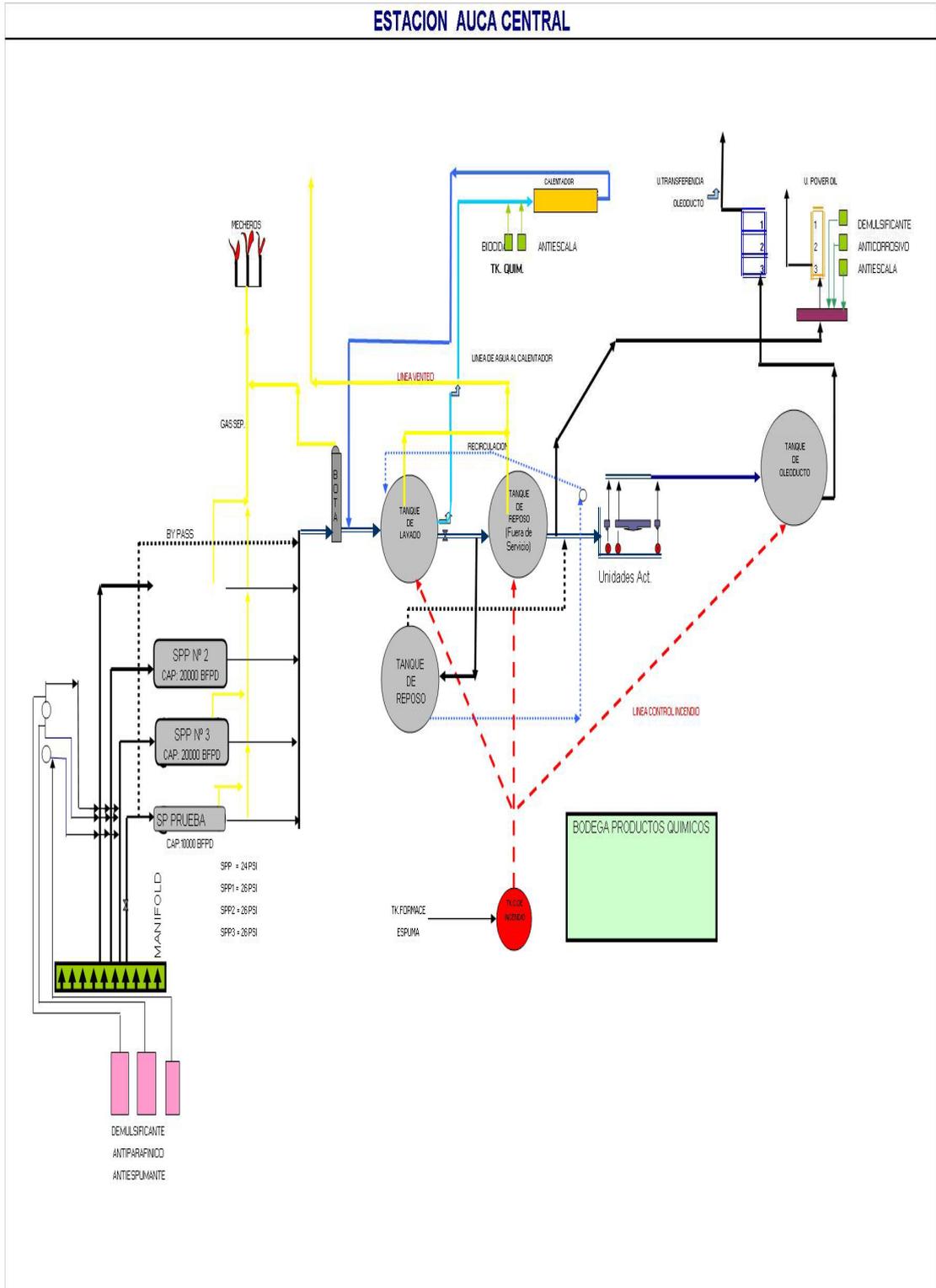
FECHA DE CONSTRUCCION: 22 DE SEPTIEMBRE DE 1968

| FECHA | AUSE | REVISION |
|-------------------------------------|----------|----------|
| | | |
| PETROPRODUCCION | | |
| SEPARADOR 35.000 BLS. | | |
| CONTENIDO: | | |
| SEPARADOR DE PRODUCCION 35.000 BLS. | | |
| PROYECTO | REVISOR | REVISOR |
| PROYECTO ESPECIAL | S. S. S. | REVISOR |

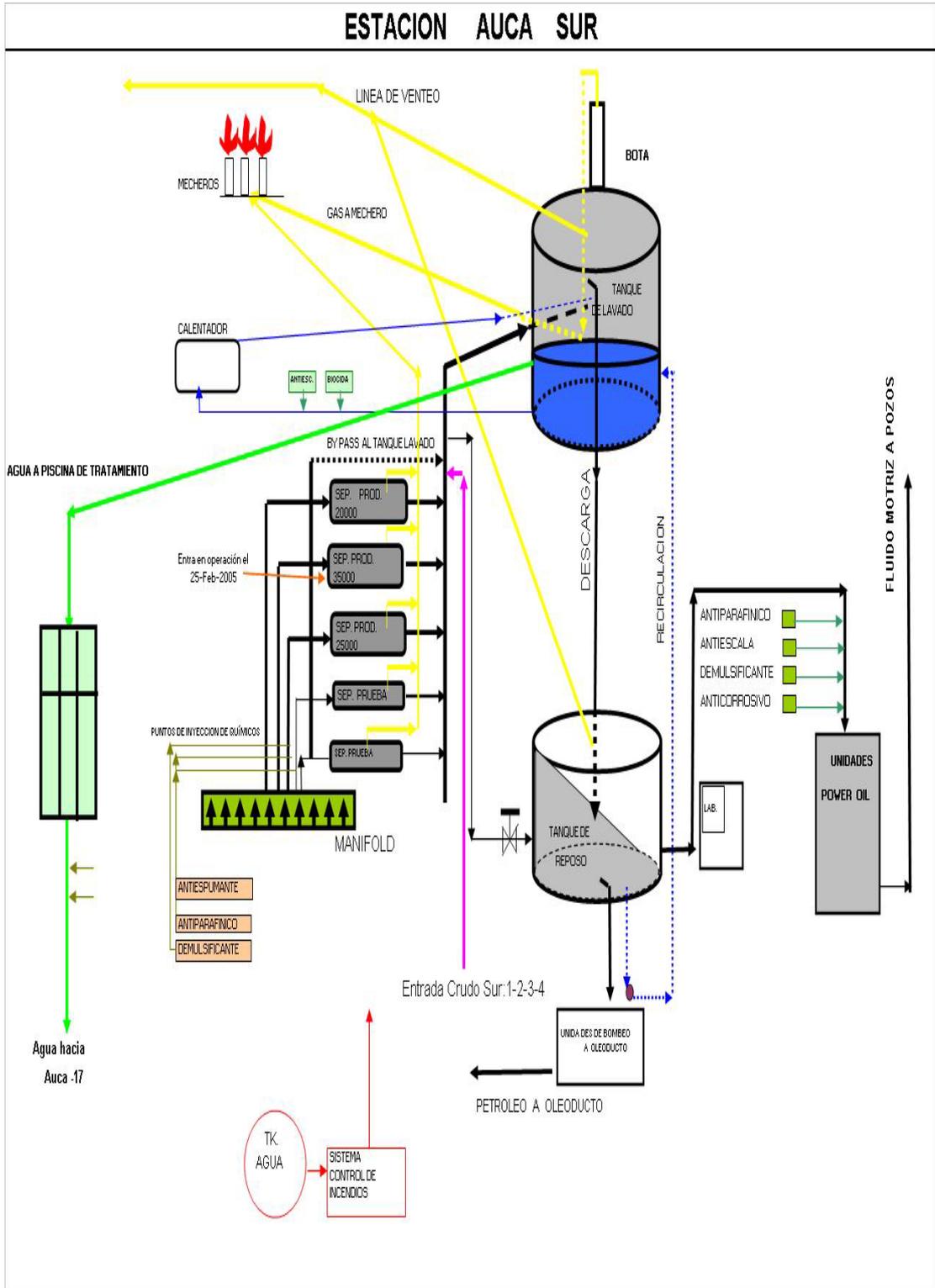
A N E X O F

ESQUEMAS PARA LAS ESTACIONES DEL AREA AUCA

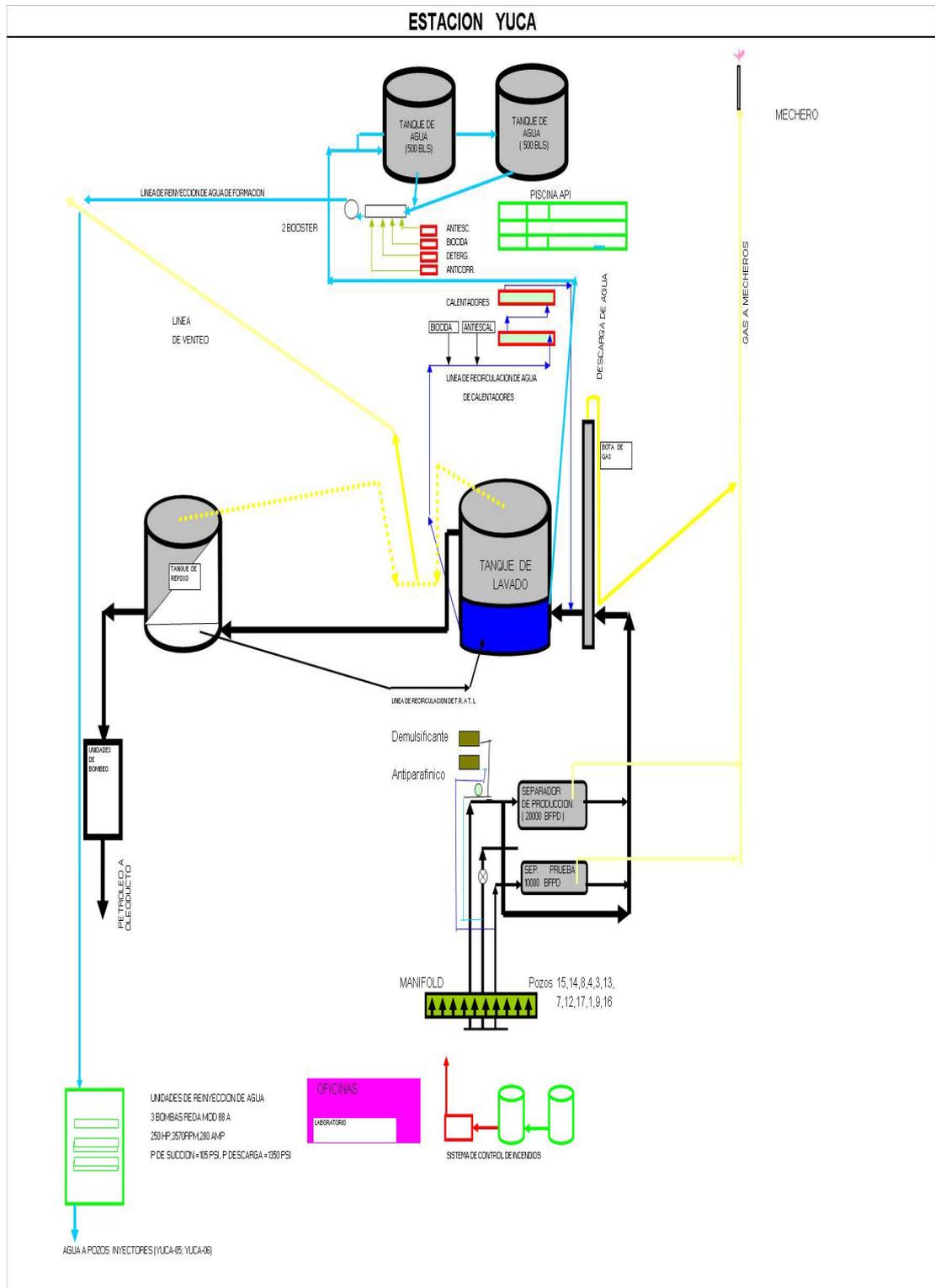
ESQUEMA DE LA ESTACION AUCA CENTRAL.



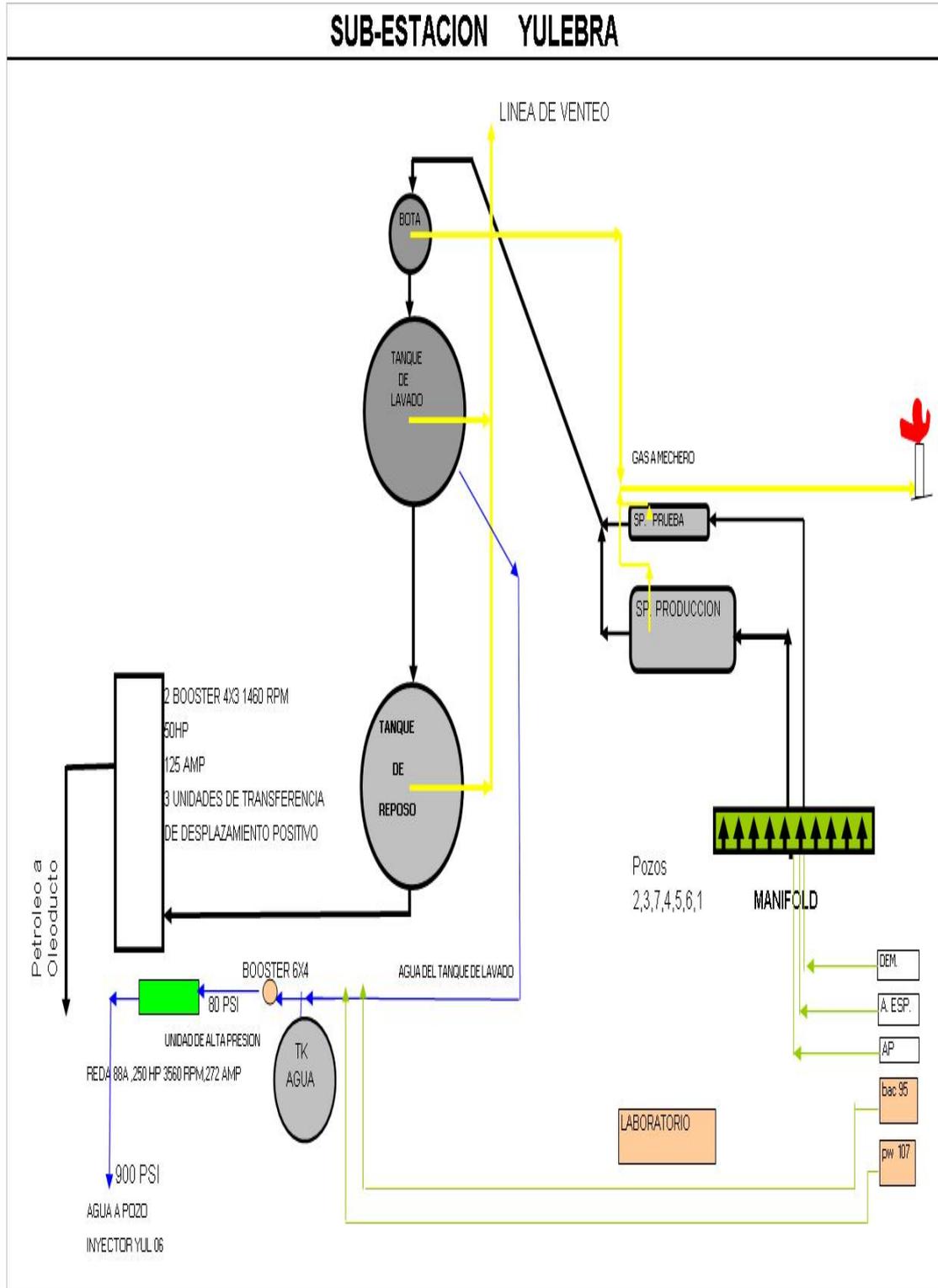
ESQUEMA DE LA ESTACION AUCA SUR.



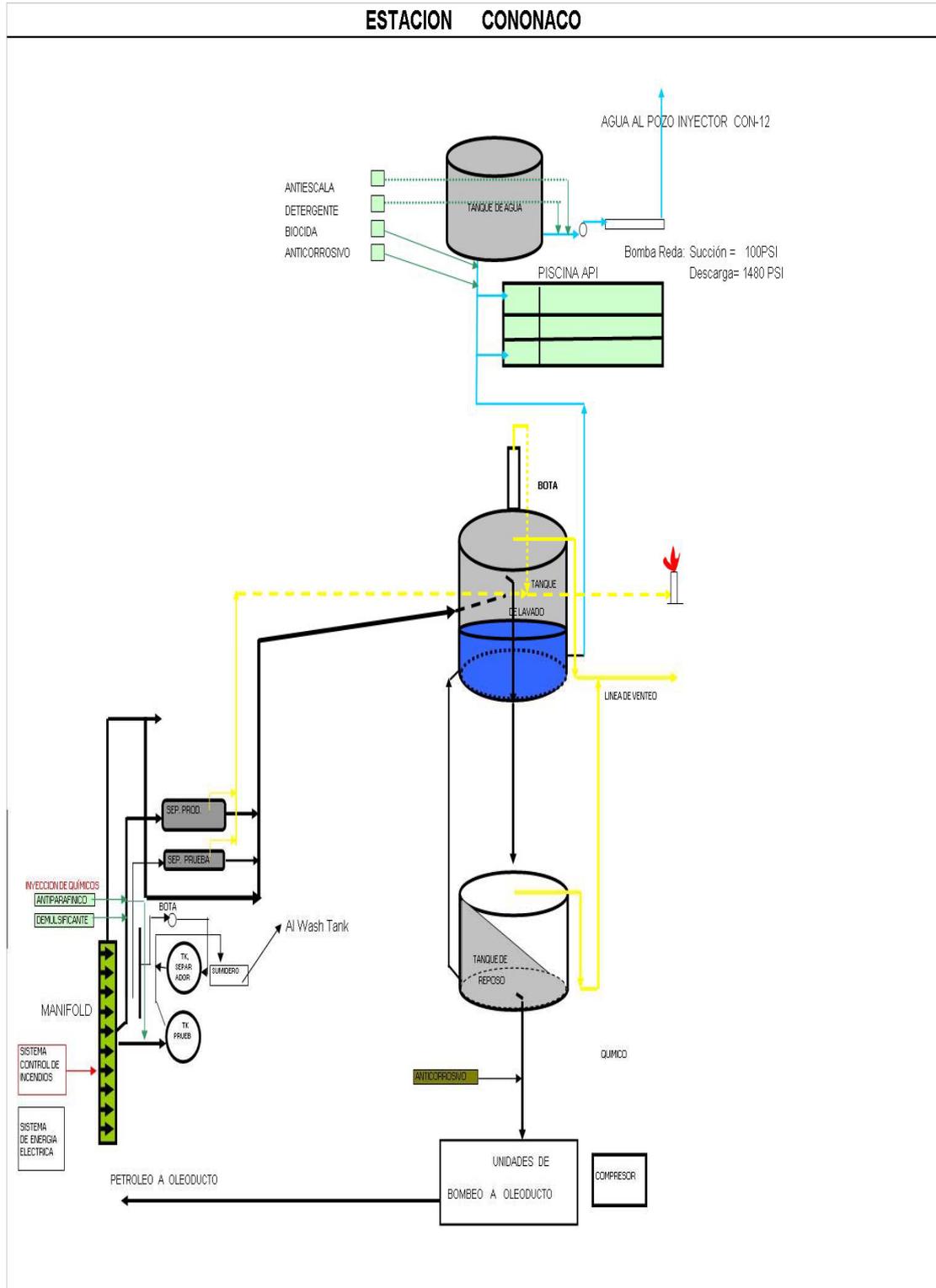
ESQUEMA DE LA ESTACION YUCA.



ESQUEMA DE LA ESTACION YULEBRA.



ESQUEMA DE LA ESTACION CONONACO.

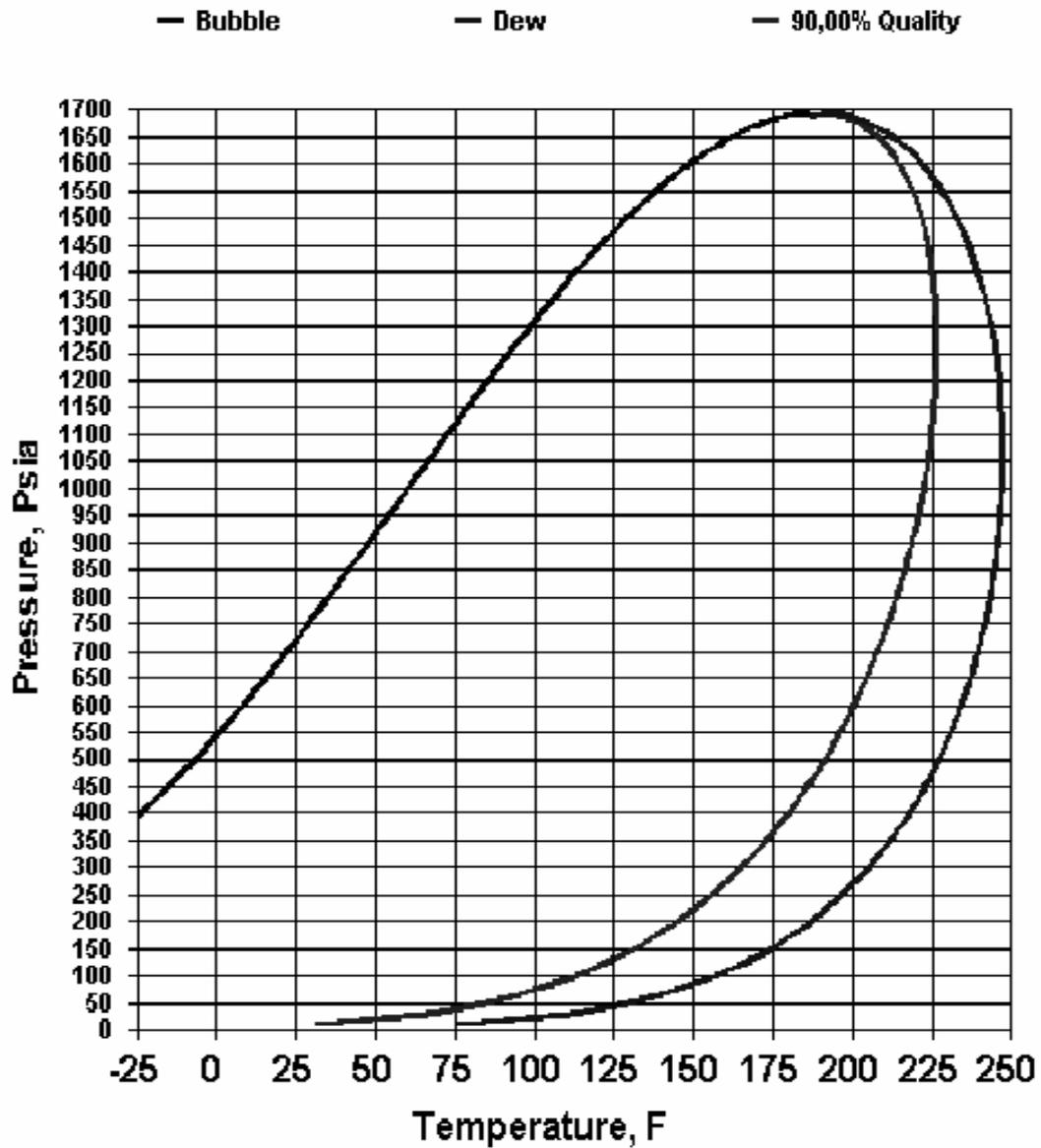


A N E X O G

DIAGRAMA DE FASE PARA LAS ESTACIONES DEL AREA

AUCA

DIAGRAMA DE FASES PARA LA ESTACION AUCA CENTRAL.

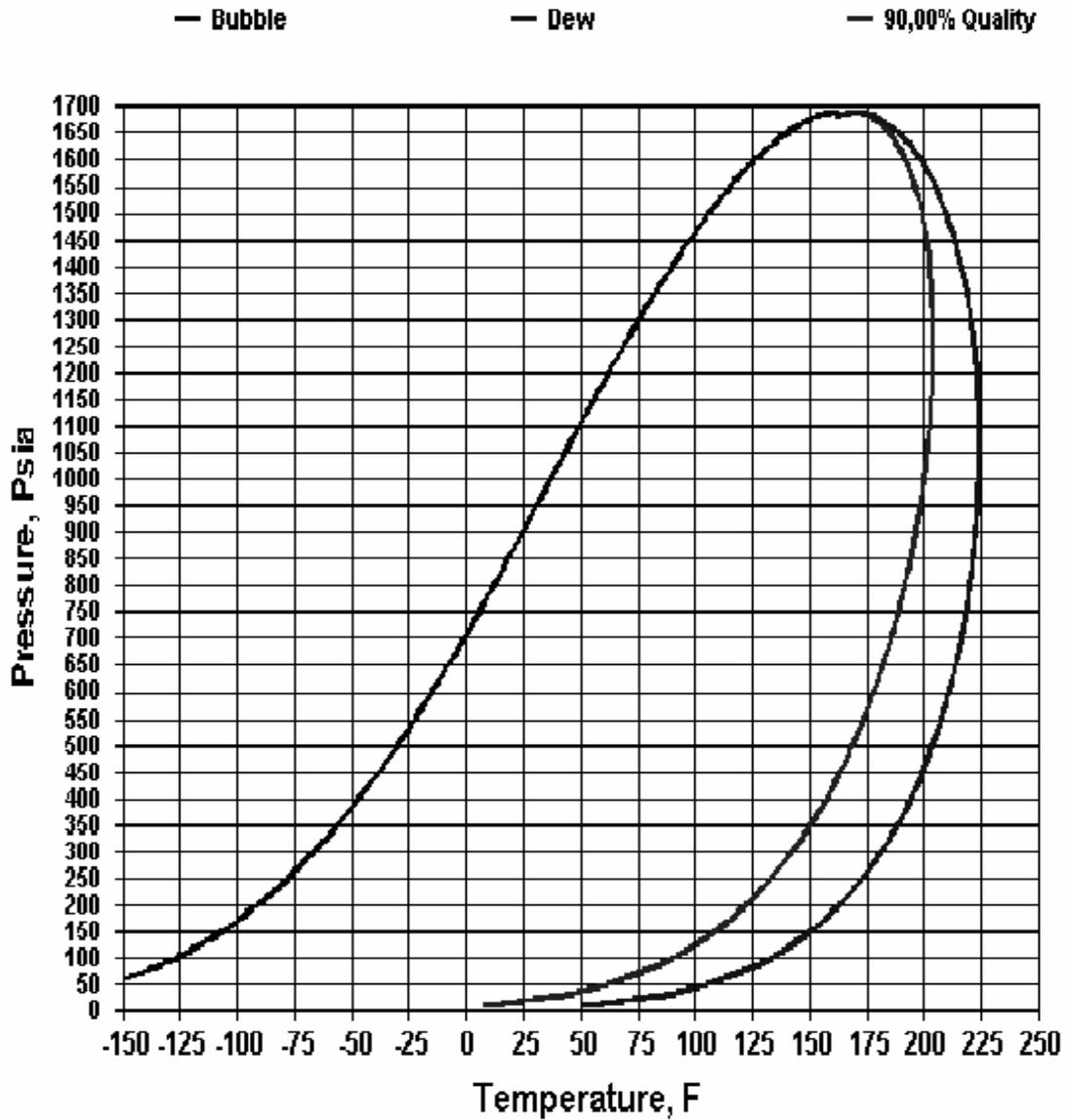


Temperatura de Operación: **90 ° F**

Presión de Operación : **21 psi**

El porcentaje de líquido en el gas estimado para esta muestra es: **2 %**

DIAGRAMA DE FASES PARA LA ESTACION AUCA SUR.

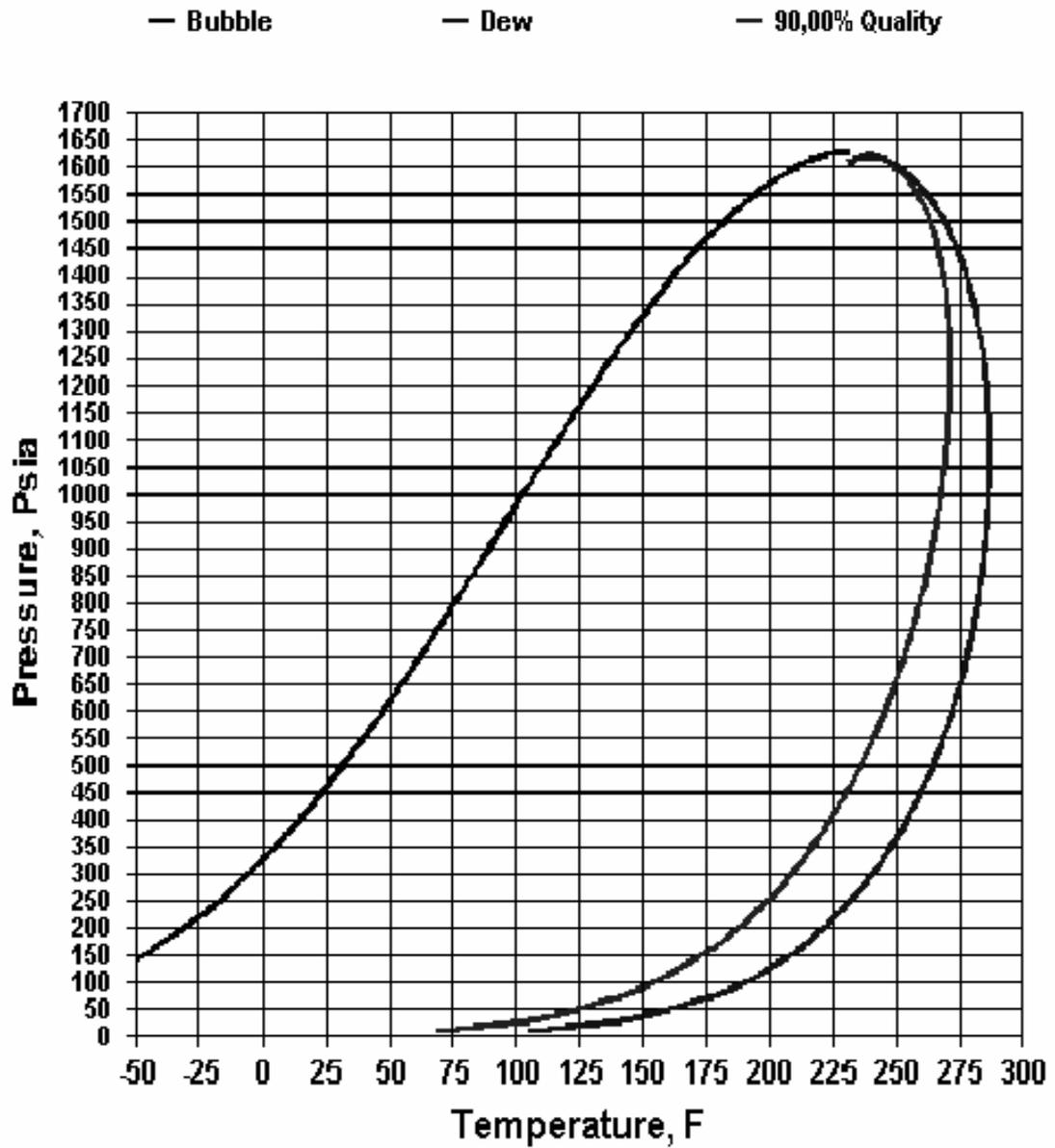


Temperatura de Operación: **90 ° F**

Presión de Operación : **22 psi**

El porcentaje de líquido en el gas estimado para esta muestra es: **2%**

DIAGRAMA DE FASES PARA LA ESTACION YUCA.

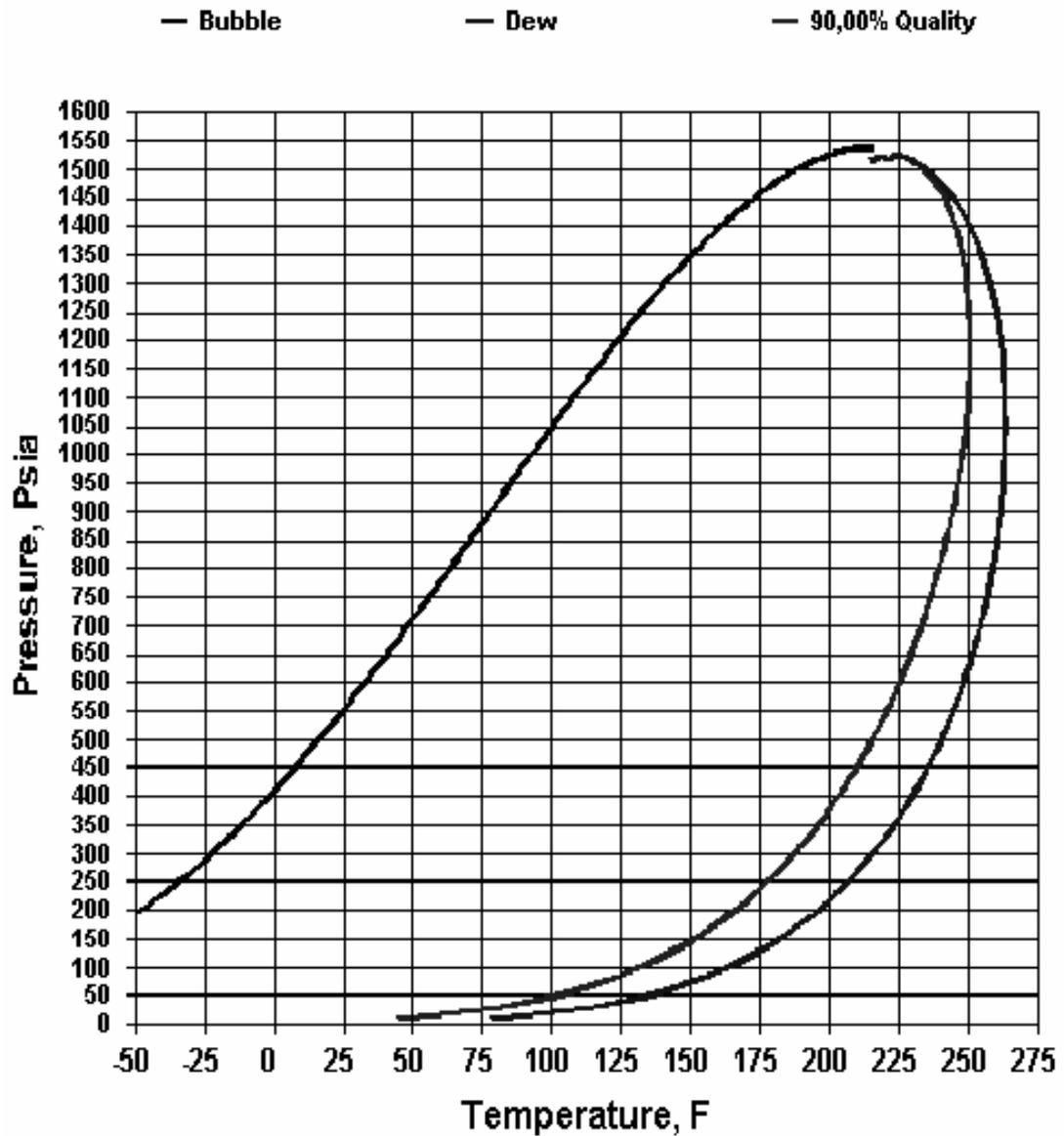


Temperatura de Operación: 136 °F

Presión de Operación : 30 psi

El porcentaje de líquido en el gas estimado para esta muestra es: 8 %

DIAGRAMA DE FASES PARA LA ESTACION YULEBRA.

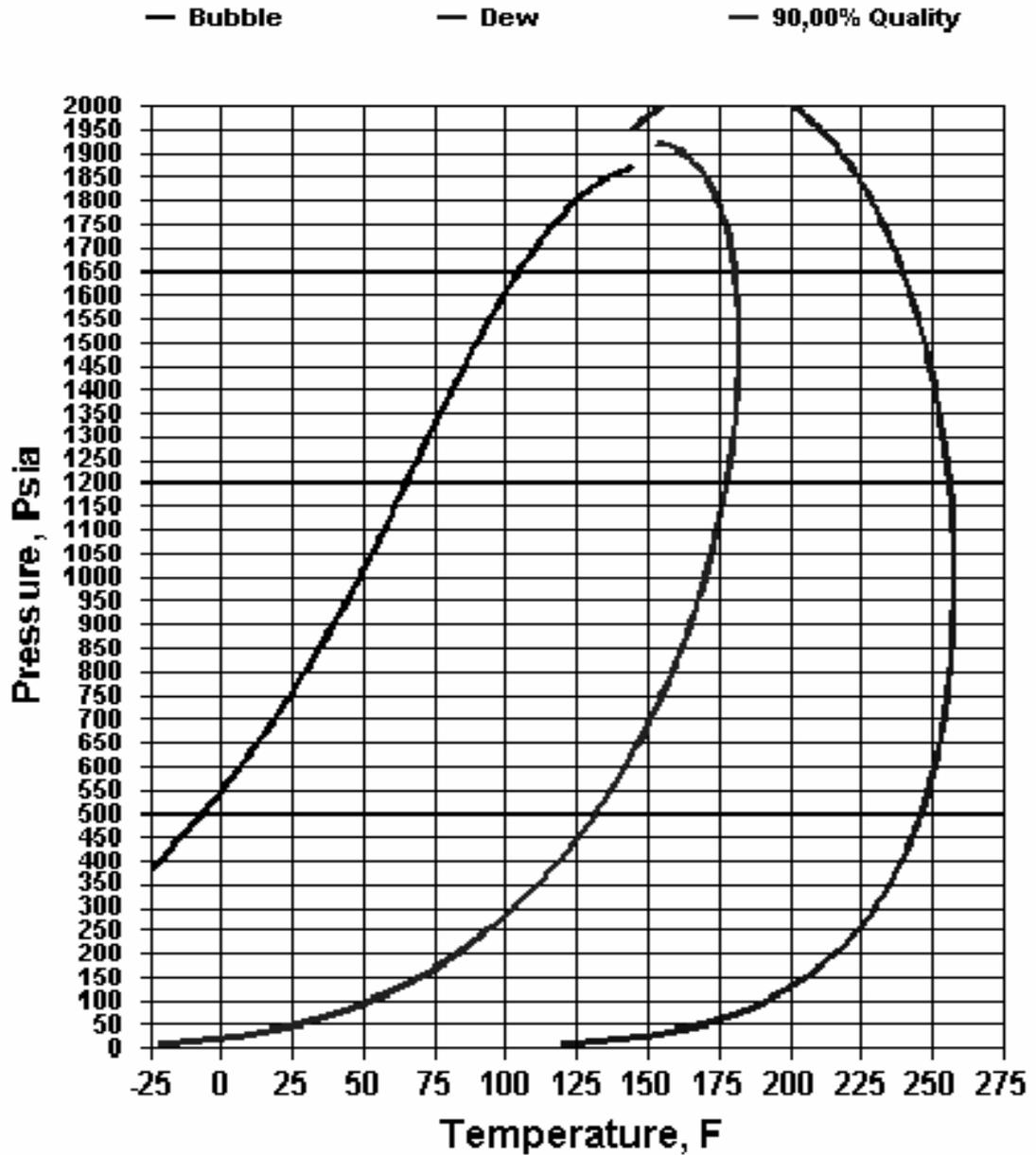


Temperatura de Operación: **108 ° F**

Presión de Operación : **24 psi**

El porcentaje de líquido en el gas estimado para esta muestra es: **6 %**

DIAGRAMA DE FASES PARA LA ESTACION CONONACO.



Temperatura de Operación: 110 ° F

Presión de Operación : 25 psi

El porcentaje de líquido en el gas estimado para esta muestra es: 6 %

A N E X O H

HOJAS ELECTRONICAS DE REDISEÑO

HOJA ELECTRONICA PARA REDISEÑO DE SEPARADORES

BIFASICOS

| ESPOL - PETROPRODUCCION | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|--------------|---------|--------|-------------|--------------------------------|-----------|--------------|--------------|----------|--|
| SEPARADOR HORIZONTAL BIFASICO | | | | | | | | | | |
| ESTACION | AUCA CENTRAL | | | | TIPO DE RECIPIENTE | | | PRODUCCIÓN 1 | | |
| FECHA | 02/03/2006 | | | | | | | | | |
| DATOS DEL PROCESO | | | | | | | | | | |
| Presión de operación | [Psig] | 24 | | | Constante de Souder & Brown | [ft/min] | 0.4 | | | |
| Presión de diseño | [Psig] | 100 | | | Fracción de líquido | | 0.5 | | | |
| Temperatura de operación | [° F] | 90 | | | Máx. Diam. Gota líquido en gas | [μ] | 140 | | | |
| Caudal de petróleo | [Bbls/d] | 12000 | | | Vel. Máx. entrada mezcla | [ft/s] | 30 | | | |
| Caudal de agua | [Bbls/d] | 1000 | | | Vel. Máx. salida gas | [ft/s] | 60 | | | |
| Caudal de gas | [MMscf/d] | 2 | | | Vel. Máx. salida líquido | [ft/s] | 3.28 | | | |
| Gravedad específica de petróleo | [° API] | 25.74 | | | Eficiencia de junta | | 1 | | | |
| Gravedad específica del agua | | 1.0059 | | | Límite de corrosión permitida | [pulg] | 0.125 | | | |
| Gravedad específica del gas | | 0.93 | | | Esfuerzo permitido del acero | [Psi] | 17500 | | | |
| Compresibilidad de gas | | 0.99 | | | Costo fabricación separador | [US\$/kg] | 9.09 | | | |
| Diámetro estimado | [ft] | 6 | | | Tiempo de residencia | [min.] | 6 | | | |
| RESULTADOS | | | | | | | | | | |
| Velocidad critica del gas | [ft/min.] | 7.12 | | | Espesor cabeza elipsoidal | [pulg.] | 0.375 | | | |
| Aéa requerida del gas | [ft^2] | 1.30 | | | Espesor de pared | [pulg.] | 0.375 | | | |
| Área disponible de gas | [ft^2] | 14.14 | | | Peso del recipiente | [kg] | 5174.79 | | | |
| Volumen del recipiente | [ft^3] | 3392.92 | | | Costo final del separador | [US\$] | 65713.22 | | | |
| Volumen del recipiente lleno | [ft^3] | 1696.46 | | | | | | | | |
| DIMENSIONES | | | | CAPACIDADES | | | BOQUILLAS | | | |
| Diam. Ext. | Ls/s | L/D | L eff. | Ls/s req. | Líquido | Gas | Entr. mezcla | Sal. líquido | Sal. Gas | |
| [pulg] | [ft] | | [ft] | [ft] | [bbls/d] | [MMscf/d] | [pulg] | [pulg] | [pulg] | |
| 72 | 30 | 5 | 21.49 | 28.66 | 13000 | 2 | 8" | 6" | 8" | |
| DIMENSIONES ADICIONALES | | | | | | | | | | |
| Altura interfase (pulg.) | h2 | 0 | | | Ancho demister (pulg.) | h1 | 12 | | | |
| Altura líquido (pulg.) | h3 | 36 | | | Longitud demister (ft) | L | 3 | | | |
| Altura vertedero (pulg.) | h4 | 0 | | | Espesor demister (pulg.) | | 6 | | | |

HOJA ELECTRONICA PARA REDISEÑO DE SEPARADORES TRIFASICOS

| ESPOL - PETROPRODUCCION | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|--------------------|--------|--------------------------------------|--------------------|-----------|--------------------|-----------|-----------------------|------------|-----------|----------|
| SEPARADOR HORIZONTAL TRIFASICO | | | | | | | | | | | |
| ESTACION | | | CONONACO | | | TIPO DE RECIPIENTE | | | PRODUCCIÓN | | |
| FECHA | | | 02/03/2006 | | | | | | | | |
| DATOS DEL PROCESO | | | | | | | | | | | |
| Presión de operación | [Psig] | 25 | Constante de Souder & Brown | [ft/min] | 0.4 | | | | | | |
| Presión de diseño | [Psig] | 125 | Fracción de llenado de líquido | | 0.6 | | | | | | |
| Temperatura de operación | [° F] | 110 | Máx. Diam. Gota líquido en gas | [μ] | 140 | | | | | | |
| Caudal de petróleo | [Bbls/d] | 13913 | Máx. Diam. Gota agua en petróleo | [μ] | 500 | | | | | | |
| Caudal de agua | [Bbls/d] | 14544 | Máx. Diam. Gota petróleo en agua | [μ] | 135 | | | | | | |
| Caudal de gas | [MMscf/d] | 2 | Vel. Asentamiento del agua (v <= 20) | [ft/h] | 20 | | | | | | |
| Gravedad específica de petróleo | [° API] | 30.76 | Vel. Máx. entrada mezcla | [ft/s] | 30 | | | | | | |
| Gravedad específica del agua | | 0.998 | Vel. Máx. salida gas | [ft/s] | 60 | | | | | | |
| Gravedad específica del gas | | 0.838 | Vel. Máx. salida petróleo | [ft/s] | 3.28 | | | | | | |
| Viscosidad del petróleo | [cp] | 6.2 | Vel. Máx. salida agua | [ft/s] | 3.28 | | | | | | |
| Viscosidad del agua | [cp] | 0.96 | Eficiencia de junta | | 1 | | | | | | |
| Viscosidad del gas | [cp] | 0.011 | Límite de corrosión permitida | [pulg] | 0.125 | | | | | | |
| Compresibilidad de gas | | 0.995 | Esfuerzo permitido del acero | [Psi] | 17500 | | | | | | |
| Diámetro estimado | [ft] | 10 | Costo fabricación del separador | [US\$/kg] | 12 | | | | | | |
| Tiempo de residencia | [min.] | 10 | | | | | | | | | |
| RESULTADOS | | | | | | | | | | | |
| Tiempo de flotación del petróleo | [min.] | 9.30 | Volumen retenido de liquido | [ft ³] | 1109.63 | | | | | | |
| Tiempo de asentamiento del agua | [min.] | 11.32 | Espesor cabeza elipsoidal | [pulg.] | 0.625 | | | | | | |
| Diam. gota petróleo retenido en agua | [μ] | 135 | Espesor pared | [pulg.] | 0.625 | | | | | | |
| Diam. gota agua retenido en petróleo | [μ] | 391.25 | Peso vacío del recipiente | [kg] | 19163.792 | | | | | | |
| Area disponible de gas | [ft ²] | 29.34 | Costo final separador | [US\$] | 321261.81 | | | | | | |
| DIMENSIONES | | | | CAPACIDADES | | | | DIÁMETRO DE BOQUILLAS | | | |
| Diam. Ext. | Ls/s | L/D | L eff. | Ls/s req. | Crudo | Agua | Gas | Entr. Mezcla | Sal. Crudo | Sal. Agua | Sal. Gas |
| [pulg] | [ft] | | [ft] | [ft] | [bbls/d] | [bbls/d] | [MMscf/d] | [pulg] | [pulg] | [pulg] | [pulg] |
| 120 | 38 | 3.8 | 28.23 | 37.64 | 13913 | 14544 | 2 | 10" | 8" | 8" | 6" |
| OTRAS DIMENSIONES | | | | | | | | | | | |
| Altura interfase (pulg.) | h2 | 37.18 | Ancho demister (pulg.) | h1 | 12 | | | | | | |
| Altura crudo (pulg.) | h3 | 34.82 | Longitud demister (ft) | L | 1 | | | | | | |
| Altura vertedero (pulg.) | h4 | 72.00 | Espesor demister (pulg.) | | 6 | | | | | | |

HOJA ELECTRONICA PARA REDISEÑO DE BOTAS DE GAS

| ESPOL - PETROPRODUCCION | | | | | | | |
|---|------------------------------|-----------------|---------------------------|--|-----------------------------|-------------------|-------------------|
| DISEÑO DE BOTAS DE GAS | | | | | | | |
| METODO INTERNO (1) O EXTERNO (2) = | | | | | | 1 | |
| INGRESO INTERNO PARA DESCARGA ANULAR | | | | | | | |
| ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN | | | | AUCA CENTRAL | | | |
| DATOS DEL PROCESO | | | | | | | |
| CAUDAL PETRÓLEO | 26977.00 (BPD) | | | DENSIDAD AGUA | 62.77 (LB/FT ³) | | |
| CAUDAL AGUA | 1930.00 (BPD) | | | DENSIDAD GAS | 0.08 (LB/FT ³) | | |
| CAUDAL GAS | 4 (MMPCSD) | | | DENSIDAD LÍQUIDO | 56.53 (LB/FT ³) | | |
| DENSIDAD API | 25.93 (API) | | | GOR DISEÑO | 150.00 (SCF/BBL) | | |
| PRESIÓN OPER | 16.70 (PSIA) | | | DENSIDAD MEZCLA | 4.07 (LB/FT ³) | | |
| TEMPERATURA OPER | 90.00 (°F) | | | CAUDAL GAS (C.O.) | 50.19 (FT ³ /S) | | |
| FACTOR COMPR GAS | 0.98 | | | VELOCIDAD GAS | 4.92 (FT/S) | | |
| DIAM INTERNO TUBERÍA | 16.00 (pulg) | | | PESO MOLECULAR GAS | 26.93 (LB/MOL) | | |
| ALTURA WASH TANK | 37.00 (ft) | | | NUMERO DE BAFFLES | 3 | | |
| CALCULO DEL DISEÑO | | | | | | | |
| FACTOR DE ESCAPE DE GAS | | | | DISEÑO DE BOTAS DE GAS CON 5 BAFFLES MÁXIMO | | | |
| °API | [scf/(min*ft ²)] | | | SOBRE LA DESCARGA INTERNA A 60 DE LA VERTICAL | | | |
| <25 | 0.984 | | | Distancia entre baffles (pulg) | 12 | | |
| 25 - 35 | 1.312 | | | Inclinación vertical baffles (°) | 60 | | |
| >35 | 1.641 | | | Proyección horizontal baffle (pulg) | 32.43 | | |
| F. escape GAS [scf/(min*ft ²)] | 1.31 | | | Proyección vertical baffle (ft) | 2.56 | | |
| AREA GAS REQUERIDA (ft ²) | 10.20 | | | Altura deflector o nivel líquido (ft) | 45.2 | | |
| AREA LIQUIDO REQUERIDA (ft ²) | 85.91 | | | Ubicación primer baffle (ft) | 47.76 | | |
| ID BOTA F. escape gas (pulg) | 126.52 | | | Altura bota con N baffles (ft) | 52.88 | | |
| ID BOTA velocidad gas (pulg) | 43.24 | | | Distancia entre tope y último baffle (ft) | 5 | | |
| Area anular (ft ²) | 8.80 | | | Altura total bota de gas (ft) | 57.88 | | |
| Veloc liquido (ft/s) | 0.21 | | | Relación Altura/Diámetro | 16.06 | | |
| DISEÑO DE BOTA ES SATISFACTORIO, CUMPLE ESBELTEZ | | | | | | | |
| REQUERIMIENTOS DE DISEÑO MECANICO | | | | | | | |
| ESPESOR DE PARED | | | | ESPESOR DE CABEZA ELIPSOIDAL | | | |
| Presión dis.(psi) | 125 | Efic. Juntas | 1 | Presión dis.(psi) | 125 | Efic. Juntas | 1 |
| Radio ext. (pulg) | 22 | Corros. Permis. | 0.125 | Radio ext. (pulg) | 43 | Corros. Perm | 0.125 |
| Stress dis. (psi) | 17500 | Acero SA-136 | | Stress dis. (psi) | 17500 | Acero SA-136 | |
| Espesor pared (pulg) | | 0.375 | | Espesor cabeza (pulg) | | 0.375 | |
| DIAMETRO BOQUILLAS | | | | UBICACIÓN DE LOS BAFFLES | | | |
| Boquilla | Dens(lb/ft ³) | Veloc(ft/s) | ID(pulg) | Baffle | Altura (ft) | Long. (pulg) | Diam. Orificio |
| Ingr. Mezcla | 4.07 | 30.00 | 17.84 | Baffle # 1 | 47.76 | 37.45 | 0,25" |
| Salida gas | 0.08 | 60.00 | 12.38 | Baffle # 2 | 50.32 | 37.45 | 0,25" |
| Salida liq. | 56.53 | 3.00 | 10.72 | Baffle # 3 | 52.88 | 37.45 | 0,25" |
| Altura de la entrada | | | | Baffle # 4 | 0.00 | 37.45 | 0,25" |
| a la bota de la mezcla (ft) | | | | Baffle # 5 | 0.00 | 37.45 | 0,25" |
| RESULTADOS | | | | | | | |
| DIMENSIONES | | | DIAMETRO BOQUILLAS | | | | |
| Diam. Bota (pulg) | Altura bota (ft) | Esbeltez | Ingr. Mezcla (pulg) | Sal. Gas (pulg) | Sal. Liq. (pulg) | Tiempo ret. (min) | Alt. Liquido (ft) |
| 44 | 58 | 16 | 18 | 14 | 12 | 5 | 40.6 |
| COSTOS DEL RECIPIENTE | | | | | | | |
| COSTO DE FABRICACIÓN (US\$/KG) | | | PESO TOTAL (KG) | | COSTO TOTAL (US\$) | | |
| 7.54 | | | 5603 | | 59024 | | |

ABREVIATURAS

| | |
|-------------------------|---|
| % | Porcentaje |
| Bbls | Barriles |
| Bbls/d | Barriles por Día |
| BPD | Barriles por Día |
| Cp | Centipoise |
| Ft | Pies |
| Ft ² | Pies Cuadrados |
| Ft ³ | Pies Cúbicos |
| Ft/min | Pies por Minuto |
| Ft/s | Pies por Segundo |
| H liq | Altura del líquido |
| Kg | Kilogramos |
| Km | Kilómetros |
| Km ² | Kilómetros Cuadrados |
| Lb/ Lb-Mol | Libras por Libra Mol |
| Lb/ft ³ | Libras por Pies Cúbicos |
| MMPCSD | Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día |
| MMscf/d | Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día |
| Psi | Presión |
| Psia | Presión Absoluta. |
| Psig | Presión Manométrica. |
| Pulg | Pulgadas |
| Pventrada | Presión de Vapor de Entrada |
| Pvsalida | Presión de Vapor de Salida |
| Rb/bbl | Barriles de Reservorio por Barril |
| Scf/bbl | Pies Cúbicos Estándar por Barril |
| Scf/min ft ² | Pies Cúbicos Estándar por Minuto - Pie Cuadrado |

SIMBOLOGÍA

| | |
|---------------|---------------------------------|
| ° | Grados |
| μ | Micrones o Micras |
| K | Permeabilidad Promedio |
| ' | Pies |
| Φ | Porosidad |
| " | Pulgadas |
| Aw/At | Fracción del Área de Agua. |
| BSW | Porcentaje de Agua y Sedimentos |
| F. escape Gas | Factor de Escape de Gas |
| GOR | Relación Gas - Petróleo |
| H/D | Relación Altura - Diámetro |
| I.D. | Diámetro Interno |
| K | Constante de Souders & Brown |
| L/D | Relación de Esbeltez. |
| Leff | Longitud Eficaz Requerida. |
| Ls/s | Longitud Costura - Costura |
| NP | Petróleo Producido |
| ° API | Gravedad API |
| O.D. | Diámetro Externo |
| Pb | Presión de Burbuja |
| Qagua | Caudal de Agua |
| Qgas | Caudal de Gas |
| Qoil | Caudal de Petróleo |
| Sw | Saturación de Agua |

BIBLIOGRAFÍA

1. PALMA NADINO, "Determinación de la Eficiencia de Separadores por Presión de Vapor" (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1997)
2. MARTÍNEZ MARCÍAS J., "Diseño Conceptual de separadores", Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones, Zulia, Venezuela
3. BENALCÁZAR EDUARDO y FIERRO O. LUIS, "Separadores de Producción: Características Generales y Selección", Revista I+D Innovación, Unidad de Investigación y Desarrollo Tecnológico de Petroecuador, Pag 84, Quito, Diciembre 2001
4. CAMPBELL J.M., "Gas Conditioning and Processing", Volume 1, Chapter 8, Pag 124, 1978
5. EXXON, "Oil and Gas Facilities Engineering Separator Design", Exxon Company, Chapter 2, 1984
6. PAZMIÑO URQUIZO JORGE, "Sistema para diseñar Instalaciones Superficiales de Producción", Tomo II, Editorial Continental, Tercera Edición, Pag 199 – 263, 1993

7. ASME, "Reglas para la Construcción de Recipientes a Presión", ASME Sección VIII, División 1, Edición 92
8. GÓMEZ DOLORES, SOTO NIXON, VOCAL MABEL, "Diseño de una Estación de Producción" (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1998)
9. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, "Especificación para Separadores de Gas y Petróleo", Especificación API 12J, Séptima Edición, 1989
10. www.jmcampbell.com
11. SMITH, "Separators", Smith Industries, Inc., Columbus Texas
12. BERMEO OSWALD, "Optimización de los sistemas de Separación" (Tesis, Escuela Politécnica Nacional, 1998)