

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **“OPTIMIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO”**

#### **PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**LEONARDO SANTIAGO MOSQUERA MOLINA**

**leosan\_m@hotmail.com**

**VERÓNICA ALEXANDRA RODRÍGUEZ DELGADO**

**vr19@hotmail.com**

**DIRECTOR: MSC. JOSÉ CEPEDA**

**pepecepe2004@yahoo.com**

**Quito, Febrero 2010**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Mosquera Molina Leonardo Santiago, Rodríguez Delgado Verónica Alexandra, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

**VERÓNICA RODRÍGUEZ D.**

---

**LEONARDO MOSQUERA M.**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mosquera Molina Leonardo Santiago y Rodríguez Delgado Verónica Alexandra, bajo mi dirección.

---

**MSC. JOSÉ CEPEDA V.**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Desde lo más profundo de mi corazón le agradezco a Dios por haberme permitido nacer y haberme hecho una persona de buen corazón, responsable y sobre todo con ideas claras que me permite salir adelante sin hacer daño a los demás.

Les agradezco a mi papa Hugo y a mi mamá Carmen por haberme apoyado durante toda mi vida y haberme guiado con sus buenos consejos por el camino del bien, a mi ñaño Hugo de igual manera por estar siempre ayudándome en lo que mas pudo con mis estudios.

Durante el tiempo que tomó la realización del proyecto los ingenieros José Cepeda, Jorge Velásquez me brindaron su ayuda con información muy valiosa para que mi proyecto de titulación pueda llevarse a cabo sin inconvenientes, les agradezco mucho por aquello y más que nada porque lo hicieron de corazón.

Verónica

## DEDICATORIA

Le dedico mi trabajo realizado con mucho esfuerzo a mis padres, hermanos a mi sobrino sebas y a toda mi familia que siempre estuvo pendiente de mí y saben que nunca los voy a defraudar.

Verónica

## **AGRADECIMIENTOS**

Ante todo primero a Dios, aunque muchas veces me aleje de su camino, su divino amor no me abandonó, permitiéndome culminar otra etapa de mi vida.

A mis padres y familiares, que día a día supieron darme fortaleza para cumplir mis objetivos, los consejos brindados y el incondicional apoyo han sido pilares fundamentales a cada momento.

En la realización de la tesis, los ingenieros José Cepeda, Jorge Velásquez y muchos otros de Petroecuador que desinteresadamente colaboraron con información y con sus conocimientos, mis sinceros agradecimientos.

Leonardo Santiago Mosquera Molina

## **DEDICATORIA**

Dedico el presente trabajo a mis padres, familiares y a mi enamorada, todos ellos guardan un espacio en mi corazón.

Leonardo Santiago Mosquera Molina

## CONTENIDO

<b>DECLARACIÓN</b> .....	II
<b>CERTIFICACIÓN</b> .....	III
<b>CONTENIDO</b> .....	VIII
<b>LISTA DE MAPAS</b> .....	XII
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	XII
<b>LISTA DE GRÁFICOS</b> .....	XII
<b>LISTA DE CUADROS</b> .....	XIII
<b>SIMBOLOGÍA O SIGLAS</b> .....	XVIII
<b>RESUMEN</b> .....	XXI
<b>PRESENTACIÓN</b> .....	XXIII
<b>CAPÍTULO 1. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS, DESCRIPCIÓN DE RESERVAS Y ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1    DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO .....	1
1.1.1    UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	1
1.1.2    HISTORIA DEL CAMPO .....	3
1.1.3    ESTRUCTURA .....	3
1.1.4    ESTRATIGRAFÍA .....	5
1.1.4.1    Reservorios U Superior – U Inferior .....	5
1.1.4.2    Reservorio T .....	6
1.2    CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS .....	7
1.2.1    GRADO API .....	7
1.2.2    GOR, WOR .....	7
1.2.3    VISCOSIDAD .....	8
1.2.4    FACTOR VOLUMÉTRICO .....	8
1.3    DESCRIPCIÓN DE RESERVAS .....	9



1.3.1	RESERVAS PROBADAS .....	10
1.3.2	RESERVAS REMANENTES.....	11
1.3.3	RESERVAS PROBABLES.....	11
1.4	ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN .....	12
1.4.1	HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	12
1.4.1.1	Reservorio U Superior .....	12
1.4.1.2	Reservorio U Inferior.....	12
1.4.1.3	Reservorio T .....	13
1.4.2	PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN .....	16

## **CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ACTUALES DEL CAMPO .....**

2.1	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO .....	20
2.2	DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS.....	22
2.2.1	MÚLTIPLES.....	22
2.2.1.1	Válvulas del Múltiple .....	23
2.2.2	SEPARADORES.....	24
2.2.2.1	Elementos Internos del Separador .....	24
2.2.2.2	Separadores de Producción .....	24
2.2.2.3	Separador de Prueba .....	25
2.2.3	SISTEMA DE TRATAMIENTO DE PETRÓLEO .....	26
2.2.3.1	Bota de Gas.....	26
2.2.3.2	Tanques.....	28
2.2.3.2.1	Tanque de Lavado.....	29
2.2.3.2.2	Tanque de Reposo .....	30
2.2.3.2.3	Tanques de Oleoducto o Almacenamiento.....	31
2.2.3.3	Sistema de Calentamiento.....	32
2.2.4	SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA .....	33
2.2.4.1	Tanque Desnatador (Skimmer).....	33
2.2.4.2	Filtros.....	35
2.2.4.3	Tanques de Agua de Formación.....	36
2.2.5	SISTEMA DE GAS.....	37
2.2.5.1	Depurador de Gas (Scrubber) .....	37
2.2.6	UNIDADES LACT (UNIDAD AUTOMÁTICA DE CUSTODIA, CARGA Y TRANSFERENCIA).....	38
2.2.7	SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO .....	40
2.2.7.1	Tanque de Almacenamiento de Fluido Motriz.....	40
2.2.7.2	Líneas de Flujo .....	41
2.2.7.3	Bombas de elevación de presión (Booster) y Multietapa.....	42
2.2.8	SISTEMA CONTRAINCENDIOS (SCI).....	43
2.2.8.1	Clases de fuego.....	44
2.2.8.2	Detectores de incendio .....	47
2.2.8.3	Agentes Extintores.....	48
2.2.8.4	Áreas de Riesgo de incendio .....	50
2.2.9	SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS .....	51

2.2.10	SISTEMA DE RECEPCIÓN Y LANZAMIENTO DE LIMPIADORES DE TUBERÍA.....	52
2.2.11	GENERADORES DE ELECTRICIDAD .....	53
2.3	EVALUACIÓN DE LOS EQUIPOS.....	54
2.3.1	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO .....	54
2.3.2	LÍNEAS PRINCIPALES DE OLEODUCTO Y TRANSFERENCIA ..	55
2.3.3	MÚLTIPLES .....	55
2.3.4	SEPARADORES.....	55
2.3.5	BOTA DE GAS.....	56
2.3.6	SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO .....	56
2.3.7	SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA .....	56

### **CAPÍTULO 3. REDISEÑO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.....57**

3.1	SEPARADORES.....	57
3.1.1	ANÁLISIS DE LOS SEPARADORES BIFÁSICOS .....	60
3.1.1.1	Tamaño de la Partícula.....	61
3.1.1.2	Tiempo de Retención.....	61
3.1.1.3	Capacidad del Gas .....	63
3.1.1.4	Capacidad de Líquido .....	64
3.1.1.5	Longitud de Costura a Costura .....	65
3.1.1.6	Relación de Slenderness .....	66
3.1.2	ANÁLISIS DE SEPARADOR TRIFÁSICO Y DESHIDRATADOR DE AGUA LIBRE (FREE WATER KNOCKOUT).....	70
3.1.2.1	Sección de Asentamiento Gravitacional del Separador Trifásico .....	71
3.1.2.2	Sección de Recolección de Líquidos del Separador Trifásico ..	72
3.1.2.3	Altura Máxima del Petróleo y Diámetro Máximo del Recipiente .....	77
3.1.2.4	Configuración del Separador Trifásico.....	79
3.2	SISTEMA DE TRATAMIENTO DE PETRÓLEO .....	82
3.2.1	ANÁLISIS DE LA BOTA DE GAS .....	82
3.2.1.1	Capacidad de Gas .....	82
3.2.1.2	Capacidad de Líquido .....	83
3.2.1.3	Longitud de Costura a Costura .....	83
3.2.1.4	Diseño de la Bota de Gas .....	84
3.2.2	ANÁLISIS DE TANQUES .....	85
3.2.2.1	Partícula de Agua .....	86
3.2.2.2	Dimensionamiento .....	87
3.2.2.3	Diseño del Tamaño de Tanques .....	88
3.2.2.4	Tanque de Lavado .....	88
3.2.2.5	Tanque de Reposo .....	89
3.2.2.6	Tanque de Almacenamiento .....	90
3.2.3	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO.....	92
3.3	ANÁLISIS SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA.....	94

3.3.1	TANQUE DESNATADOR O TANQUE DE PULIDO .....	94
3.3.2	FILTROS.....	96
3.3.3	TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA .....	97
<b>CAPITULO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO .....</b>		<b>100</b>
4.1	INTRODUCCIÓN .....	100
4.2	COSTOS.....	101
<b>CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>106</b>
5.1	CONCLUSIONES .....	106
5.2	RECOMENDACIONES .....	108
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>109</b>
<b>ANEXOS .....</b>		<b>110</b>

## LISTA DE MAPAS

MAPA 1.1 .....	2
MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO CUYABENO .....	2
MAPA 1.2 .....	4
MAPA ESTRUCTURAL CAMPO CUYABENO A LA BASE DE LA CALIZA “A” .....	4

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 .....	6
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO .....	6
FIGURA 2.1 .....	43
TRIÁNGULO DE FUEGO .....	43
FIGURA 3.1 .....	63
DIMENSIONES DE UN SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL .....	63
FIGURA 3.2 .....	79
CONFIGURACIÓN DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO .....	79
FIGURA 3.3 .....	80
CONFIGURACIÓN DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO “BUCKET AND WEIR” .....	80

## LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1.1 .....	13
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO .....	13
GRÁFICO 1.2 .....	14
HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE AGUA .....	14
GRÁFICO 1.3 .....	14
HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS .....	14

GRÁFICO 1.4.....	15
HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LÍQUIDO .....	15
GRÁFICO 1.5.....	15
HISTORIA DEL CORTE DE AGUA.....	15
GRÁFICO 1.6.....	17
PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDO TOTAL.....	17
GRÁFICO 1.7.....	17
PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA.....	17
GRÁFICO 1.8.....	18
PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS.....	18
GRÁFICO 1.9.....	18
PROYECCIÓN DEL CORTE DE AGUA.....	18

## LISTA DE CUADROS

CUADRO 1.1.....	8
CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO PRODUCIDO.....	8
CUADRO 1.2.....	9
SALINIDADES.....	9
CUADRO 1.3.....	10
RESERVAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS CUYABENO - SANSAHUARI.....	10
CUADRO 1.4.....	11
RESERVAS GENERALES DEL CAMPO CUYABENO – SANSAHUARI.....	11
CUADRO 1.5.....	16
DATOS DE LA PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO .....	16
CUADRO 2.1.....	23
ESPECIFICACIONES DEL MÚLTIPLE.....	23
CUADRO 2.2.....	25

ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN.....	25
CUADRO 2.3.....	26
DIÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE LOS SEPARADORES .....	26
CUADRO 2.4.....	27
ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LA BOTA DE GAS .....	27
CUADRO 2.5.....	27
ESPECIFICACIONES DE LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DE LA BOTA DE GAS.....	27
CUADRO 2.6.....	29
ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE TANQUES .....	29
CUADRO 2.7 .....	30
ESPECIFICACIONES DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DEL TANQUE DE LAVADO.....	30
CUADRO 2.8.....	31
ESPECIFICACIONES DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DEL TANQUE DE REPOSO.....	31
CUADRO 2.9.....	32
DIÁMETRO DE LAS LÍNEAS DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO.....	32
CUADRO 2.10.....	34
ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DEL TANQUE DESNATADOR.....	34
CUADRO 2.11.....	34
DIÁMETRO DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA AL TANQUE DESNATADOR .....	34
CUADRO 2.12.....	35
DIÁMETRO DE LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DE FILTROS.....	35
CUADRO 2.13.....	36
ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DEL TANQUE DE AGUA DE FORMACIÓN	36
CUADRO 2.14.....	36
DIÁMETROS DE LAS LÍNEAS DEL TANQUE DE AGUA DE FORMACIÓN.....	36
CUADRO 2.15.....	37
BOMBAS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN.....	37
CUADRO 2.16.....	38

DIÁMETRO DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DE LOS DEPURADORES DE GAS.....	38
CUADRO 2.17.....	40
ESPECIFICACIONES DE BOMBAS ELEVADORAS DE PRESIÓN (BOOSTER) Y DE TRANSFERENCIA.....	40
CUADRO 2.18.....	41
DIÁMETRO DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DE LAS BOMBAS BOOSTER Y MULTITAPA DE BOMBEO HIDRÁULICO .....	41
CUADRO 2.19.....	42
ESPECIFICACIONES DE BOMBAS DE BOMBEO HIDRÁULICO .....	42
CUADRO 2.20.....	44
ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS .....	44
CUADRO 2.21.....	45
CLASIFICACION DE INCENDIOS .....	45
CUADRO 2.22.....	46
CAUSAS DE INCENDIO .....	46
CUADRO 2.23.....	48
AGENTES EXTINTORES .....	48
CUADRO 2.24.....	51
ESCALA DE RIESGOS.....	51
CUADRO 2.25.....	52
ESPECIFICACIONES DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS .....	52
CUADRO 2.26.....	53
ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE RECEPCIÓN Y LANZAMIENTO DE LIMPIADORES DE TUBERÍA .....	53
CUADRO 2.27.....	53
ESPECIFICACIONES DE LOS GRUPOS ELECTROGENOS.....	53
CUADRO 3.1.....	58
CLASIFICACIÓN DE SEPARADORES.....	58
CUADRO 3.2.....	59
PRODUCCIÓN ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CUYABENO .....	59

CUADRO 3.3.....	62
TIEMPOS DE RETENCIÓN PARA SEPARADORES DE DOS FASES.....	62
CUADRO 3.4.....	67
DATOS PARA DISEÑO DE SEPARADOR BIFÁSICO .....	67
CUADRO 3.5.....	68
DIMENSIONAMIENTO DE SEPARADORES BIFÁSICOS HORIZONTALES ACTUALES .....	68
CUADRO 3.6.....	71
DATOS PARA EL DISEÑO DEL SEPARADOR TRIFÁSICO.....	71
CUADRO 3.7.....	74
DIÁMETRO Y LONGITUD PARA LA SECCIÓN DE GAS, SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO.....	74
CUADRO 3.8.....	75
DIÁMETRO Y LONGITUD PARA LA SECCIÓN DE LÍQUIDO, SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO.....	75
CUADRO 3.9.....	76
DIÁMETRO Y LONGITUD SECCIÓN DE GAS, SEPARADOR DE PRUEBA.....	76
CUADRO 3.10.....	76
DIÁMETRO Y LONGITUD SECCIÓN DE LÍQUIDO, SEPARADOR PRUEBA.....	76
CUADRO 3.11.....	85
DIMENSIONAMIENTO DE LA BOTA DE GAS SG-02.....	85
CUADRO 3.12.....	91
DIMENSIONAMIENTO DE TANQUES DE CUYABENO: LAVADO, REPOSO Y ALMACENAMIENTO.....	91
CUADRO 3.13.....	93
CALOR REQUERIDO PARA INCREMENTAR LA TEMPERATURA EN EL TANQUE DE LAVADO.....	93
CUADRO 3.14.....	96
DATOS DE PROPIEDADES DE AGUA Y DATOS DE OPERACIÓN.....	96
CUADRO 3.15.....	98
DIMENSIONES DE LOS TANQUES DE AGUA.....	98
CUADRO 4.1.....	101



COSTO DEL SEPARADOR DE PRUEBA TRIFÁSICO: CAPACIDAD 5000 BBLs, DIÁMETRO 66 IN X 19 FT DE LONGITUD.....	101
CUADRO 4.2.....	102
COSTOS DEL RECIPIENTE, PIPING EXTERNO Y OTROS PARA EL SEPARADOR DE PRUEBA TRIFÁSICO: CAPACIDAD 5000 BBLs, DIÁMETRO 66 IN X 19 FT DE LONGITUD.....	102
CUADRO 4.3.....	103
SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO: CAPACIDAD 35000 BBLs, DIÁMETRO 120 IN X 40 FT DE LONGITUD.....	103
CUADRO 4.4.....	103
COSTOS DEL RECIPIENTE, PIPING EXTERNO Y OTROS PARA EL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO: CAPACIDAD 35000 BBLs, DIÁMETRO 120 IN X 40 FT DE LONGITUD.....	103
CUADRO 4.5.....	104
COSTO DE LA BOTA DE GAS Y TANQUES DE AGUA .....	104
CUADRO 4.6.....	105
COSTO DEL ARREGLO DEL TECHO FLOTANTE DEL TANQUE DE LAVADO Y CAMBIO DE ANILLOS DEL TANQUE DE REPOSO .....	105
CUADRO 4.7 .....	105
COSTO TOTAL .....	105

## SIMBOLOGÍA O SIGLAS

<b>A</b>	= Área total, (ft <sup>2</sup> ).
<b>API</b>	= Gravedad específica del petróleo (American Petroleum Institute),
<b>A<sub>w</sub></b>	= Área de agua, (ft <sup>2</sup> ).
<b>BES</b>	= Bombeo eléctrico sumergible.
<b>BH</b>	= Bombeo hidráulico.
<b>BS&amp;W</b>	= Porcentaje de agua y sedimentos, (%).
<b>C</b>	= Tolerancia a la corrosión.
<b>C<sub>D</sub></b>	= Coeficiente de arrastre.
<b>c<sub>o</sub></b>	= Calor específico del petróleo, (btu/lb-°F).
<b>c<sub>w</sub></b>	= Calor específico del agua, (btu/lb-°F).
<b>d</b>	= diámetro, (in)
<b>d<sub>m</sub></b>	= Diámetro de la partícula, (micrones).
<b>d<sub>max</sub></b>	= Diámetro máximo, (in).
<b>d<sub>mi</sub>%</b>	= Diámetro de la partícula de agua a ser removida del petróleo, logrando un corte de agua del 1 %, micrones.
<b>Ea</b>	= Espesor del cuerpo considerado C.
<b>Eb</b>	= Espesor del cuerpo sin considerar C.
<b>F</b>	= Factor de turbulencia.
<b>FR</b>	= Factor de recobro final esperado para el reservorio, (%).
<b>FWKO</b>	= Free Water Knockout.
<b>GOR</b>	= Relación gas – petróleo, (PCS/BF).
<b>h</b>	= Altura, (in).
<b>h<sub>o</sub></b>	= Altura de diseño de petróleo (in)
<b>h<sub>o</sub>max</b>	= Altura máxima del petróleo, (in).
<b>H<sub>RA</sub></b>	= Altura de la rejilla de agua (in)
<b>h<sub>w</sub></b>	= Altura de diseño de agua (in)
<b>I</b>	= Perdidas de calor, (%).
<b>LACT</b>	= Unidad Automática de Custodia, Carga y Transferencia
<b>L<sub>eff</sub></b>	= Longitud efectiva del separador, (ft).

<b>IN/WG</b>	= inch water gauge
<b>L<sub>ss</sub></b>	= Longitud de costura a costura, (ft).
<b>N<sub>p</sub></b>	= Producción acumulada, (BBL).
<b>P</b>	= Presión, (psi).
<b>P&amp;ID</b>	= Diagrama de líneas e instrumentos.
<b>P<sub>b</sub></b>	= Presión de burbuja, (psi).
<b>PLC</b>	= Controlador lógico programable.
<b>POES</b>	= Petróleo original in situ, (BBL)
<b>q</b>	= Calor, (btu/h).
<b>Q<sub>g</sub></b>	= Caudal de gas, (MM PCSD)
<b>Q<sub>o</sub></b>	= Caudal de petróleo, (BPPD).
<b>Q<sub>t</sub></b>	= Caudal de total, ((BFPD).
<b>Q<sub>w</sub></b>	= Caudal de agua, (BAPD)
<b>RA</b>	= Recobro actual de petróleo del reservorio, (%).
<b>S</b>	= Gravedad específica del aire.
<b>SG<sub>g</sub></b>	= Gravedad específica del gas.
<b>SG<sub>o</sub></b>	= Gravedad específica del petróleo
<b>SG<sub>w</sub></b>	= Gravedad específica del agua.
<b>T<sub>yac</sub></b>	= Temperatura del yacimiento, (°F).
<b>T</b>	= Temperatura, (°F).
<b>t<sub>r</sub></b>	= Tiempo de retención.
<b>t<sub>ro</sub></b>	= Tiempo de retención del petróleo, (min).
<b>t<sub>rw</sub></b>	= Tiempo de retención del agua, (min).
<b>V</b>	= Volumen, (BBL).
<b>V<sub>t</sub></b>	= Velocidad de asentamiento de la partícula, (ft/s).
<b>W<sub>c</sub></b>	= Corte de agua, porcentaje.
<b>WOR</b>	= Relación agua – petróleo, (BBL/BF).
<b>Z</b>	= Factor de desviación del gas.
<b>α</b>	= Fracción del área que ocupa el líquido en el recipiente
<b>β</b>	= Fracción del diámetro que ocupa el líquido en el recipiente
<b>β<sub>o</sub></b>	= Factor volumétrico del petróleo, (BBL/BF).
<b>ρ<sub>g</sub></b>	= Densidad del gas, (lb/ft <sup>3</sup> ).
<b>ΔH</b>	= Distancia debajo de la rejilla de petróleo (in)

$\rho_l$	= Densidad del líquido, (lb/ft <sup>3</sup> ).
$\rho_o$	= Densidad de petróleo (lb/ft <sup>3</sup> )
$\Delta SG$	= Diferencia de gravedades específicas.
$\rho_w$	= Densidad de agua (lb/ft <sup>3</sup> )
$\Delta T$	= Incremento de temperatura, (°F).
$\mu_g$	= Viscosidad dinámica del gas, (cp).
$\mu_o$	= Viscosidad dinámica del petróleo, (cp).
$\mu_w$	= Viscosidad dinámica del agua, (cp).

## RESUMEN

En el presente proyecto de titulación, se realizó un análisis de las facilidades de producción del campo Cuyabeno, las mismas que contemplan no solo sus condiciones mecánicas que son presentadas en el capítulo II, sino que también sus capacidades para poder manejar la producción del campo hasta el año 2021 en óptimas condiciones.

El capítulo I, presenta información general del campo como su litología, estratigrafía, reservas e historial de producción, siendo la arena "Ui" la de mayor aporte, información sobre el fluido producido de 25.8 °API que es base para el diseño de equipos, y la proyección de la producción ya que así se podrá obtener el dato del mayor caudal de petróleo, agua y gas que manejará la estación hasta el año 2021, y en base a este dato realizar el análisis y ver si los equipos trabajarán óptimamente hasta esa fecha.

En el capítulo II se especificó la capacidad y dimensiones de cada uno de los equipos que conforman la estación y hacen posible el procesamiento del crudo, así como los diámetros de las líneas de flujo. Se indica también las condiciones mecánicas de los equipos en especial de aquellos que presentan decadencia por presencia de corrosión, ya que en forma general las facilidades de producción de superficie del campo Cuyabeno se encuentra en buenas condiciones.

El análisis que indica si los equipos pueden manejar la producción máxima de 39210 BFPD con un 84% de BS&W obtenida de las proyecciones de producción hasta el año 2021 se presenta en el capítulo III, se analizan separadores, los equipos de la línea de petróleo y línea de agua, ya que los equipos de la línea de gas funcionan normalmente con las condiciones actuales y los caudales de gas irán bajando de 2.3 MMPCSPD a 1.2 MMPCSPD, mientras que los caudales de petróleo y agua se incrementarán. Los separadores y tanques de agua son los que necesitan un reemplazo por equipos de mayor capacidad.

El análisis económico se establece en el capítulo IV, donde se presentan los costos de aquellos equipos que necesitan ser reemplazados siendo estos dos separadores bifásicos por dos trifásicos, tanques de agua de 3000 barriles por dos tanques de agua de 5000 y 7000 barriles y finalmente la bota de gas actual de 20000 barriles a una bota de gas de 26500 barriles, como de aquellos que deben ser reparados en base al estudio realizado en el capítulo II.

Finalmente, en el capítulo V se presentan conclusiones y recomendaciones donde se especifica los problemas actuales de cada equipo y su respectiva solución para que estos puedan trabajar óptimamente hasta el año 2021.

## **PRESENTACIÓN**

El presente trabajo es una guía para la evaluación de los equipos de facilidades de producción, se presenta un análisis técnico que hace uso de las propiedades de los fluidos y la proyección de la producción para recomendar continuar o no con los equipos existentes, basándose no solo en su estado mecánico sino también en sus capacidades y tiempos de retención.

El objetivo es dar a conocer los problemas actuales que presenta cada equipo ya sea por corrosión o por disminución de tiempos de retención debido al incremento de la producción, especialmente la producción de agua, requiriendo así equipos de mayor capacidad para lograr el aumento de tiempos de residencia y mejorar la separación agua-petróleo y tener un mejor tratamiento del crudo.

En los dos primeros capítulos se describe al campo Cuyabeno, iniciando con generalidades, propiedades de fluido y producción; mientras que en el segundo capítulo se enfoca en el análisis de equipos actuales de superficie.

El análisis técnico de los equipos, y el fundamento teórico para este propósito se encuentran en el tercer capítulo, en el cuarto se presenta el análisis económico; que generan las conclusiones y recomendaciones.

# **CAPÍTULO 1**

## **CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS, DESCRIPCIÓN DE RESERVAS Y ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN**

### **1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO**

#### **1.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

El campo Cuyabeno está localizado en la región amazónica ecuatoriana, específicamente en la Reserva Faunística del Cuyabeno, al noreste de la provincia de Sucumbíos, aproximadamente 23 km al norte de la población de Tarapoa, a 900 metros sobre el nivel del mar.

Los límites del campo Cuyabeno son: al norte el campo Sansahuari, al sur el campo Tarapoa, al este el pozo Margaret - 01 y al oeste el campo Libertador, entre las siguientes coordenadas geográficas:

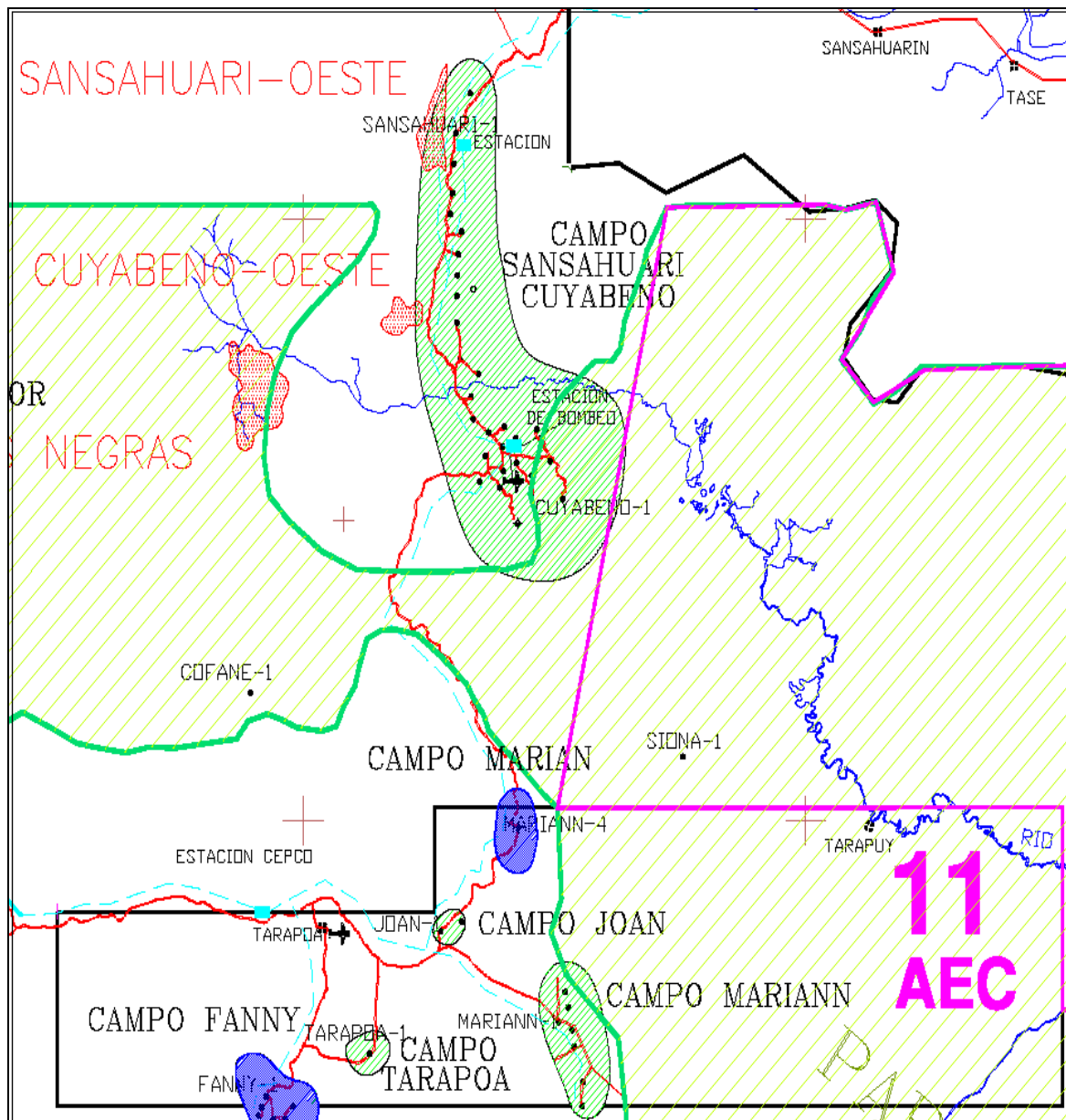
Longitud: 00°09´ N – 00°01´ S

Latitud: 76°15´ E – 76°18´ W



## MAPA 1.1

### MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO CUYABENO



FUENTE: Petroproducción

### **1.1.2 HISTORIA DEL CAMPO**

El primer pozo perforado en el campo fue el Cuyabeno 01 a partir del 23 de octubre de 1972, siendo completado el 24 de noviembre del mismo año. Su producción fue de 648 BPPD de 26 °API del reservorio U, trabajo realizado por la compañía Texaco.

Por Decreto Ministerial número 430, el área fue entregada a Petroecuador (ex CEPE); se descubrió entrampamiento en las areniscas de la formación Napo U superior y U inferior, iniciando su producción en enero de 1984.

El campo Cuyabeno consta de 22 pozos productores (8 BES y 14 BH), 3 pozos cerrados (CUY- 1, 13, 17) y 3 pozos reinyectores (CUY- 4, 5, 18). El pozo CUY – 1 fue reinjector cerrado el 6 de agosto del 2009, el pozo CUY – 17 fue cerrado el 23 de septiembre del 2008 por bajo aporte teniendo 0.1% de petróleo 99.9% de agua mientras que el pozo CUY – 18 fue productor convirtiéndose a reinjector en el año 2006.

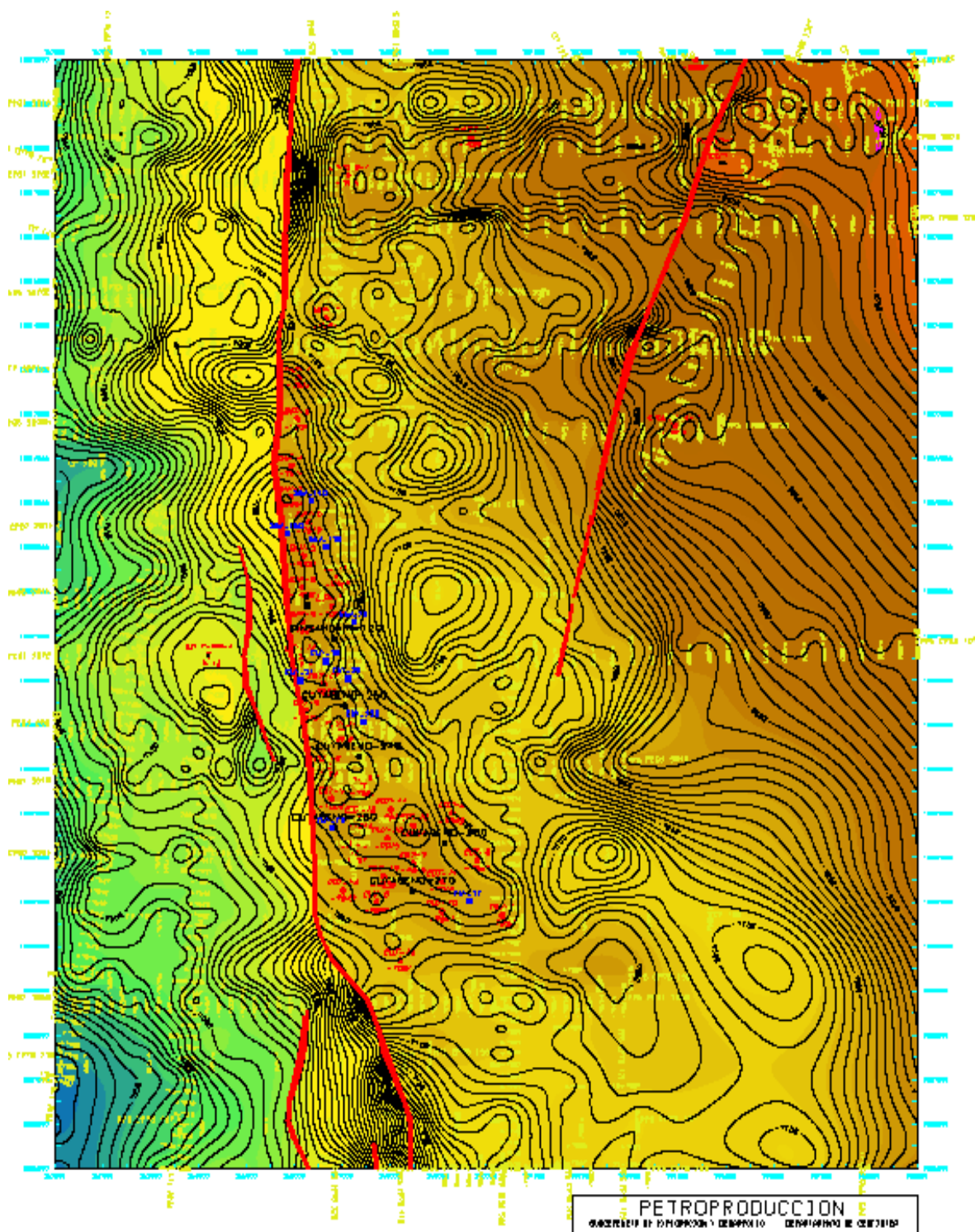
### **1.1.3 ESTRUCTURA**

La estructura del campo es un anticlinal alargado de dirección norte-sur de 16 km de longitud y se ensancha en dirección sur, su límite al oeste es una falla inversa de un salto de 375 pies contra la cual se cierra la estructura, probando así la impermeabilidad de la falla.

Con la perforación de los pozos CUY 21 y SSH 10 se determinó que la estructura del campo Cuyabeno y Sansahuari es la misma, la profundidad simétrica del contacto agua-petróleo entre los pozos Cuyabeno 3, 4, 5, 9 y 10 y Sansahuari 1, 2, 3, 4, 5 y 6 ratificó que se trata de un solo yacimiento a este nivel, entre los reservorios “U” y “T”

## MAPA 1.2

### MAPA ESTRUCTURAL CAMPO CUYABENO A LA BASE DE LA CALIZA "A"



FUENTE: Petroproducción

#### **1.1.4 ESTRATIGRAFÍA**

Los reservorios del área Cuyabeno están situados en la formación Napo, tomando en cuenta la naturaleza reducida de la formación Hollín.

El fluido producido proviene de la arenas “Us”, “Ui” y “T” pertenecientes a la formación Napo, la cual contiene los tres yacimientos de hidrocarburo del campo Cuyabeno que corresponde al periodo Cretácico Medio Superior, se encuentra ubicada sobre la formación Hollín y bajo la formación Tena.

La formación Napo alcanza un espesor promedio de 940 pies, representada por una secuencia de areniscas, calizas y lutitas.

##### **1.1.4.1 Reservorios U Superior – U Inferior**

Los reservorios Napo “U” superior e inferior son independientes y sus contactos agua – petróleo son completamente diferentes.

La arena “U” superior tiene un espesor de 36 pies y se puede sintetizar como un cuerpo arenoso casi homogéneo, que disminuye su espesor entre 12 y 27 pies en los pozos Cuyabeno 8 y 12. Litológicamente se presenta como una arenisca cuarzosa de grano fino con cemento calcáreo y trazas de glaucomita.

La arena “U” inferior es la mejor desarrollada dentro del campo, está compuesta por una arenisca de cuarzo y presenta buenas propiedades petrofísicas, tiene un espesor máximo de 72 pies en el pozo CUY - 2.

### 1.1.4.2 Reservorio T

El término inferior presenta las mejoras características, pero es siempre acuífero y el término superior es a menudo petrolífero, en su parte más alta está conformada de arenisca de grano fino, tiene un espesor de 50 pies en los pozos CUY- 4 y CUY -1.

**FIGURA 1.1**  
**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO**

Era	Periodo	Formación	Espesor	Ambiente	Miembro	Zona	Descripción	Observación
	Oligoceno a Eoceno	Tiyuyacu	1510 ft	Continental			Arenisca y Conglomerado	Productivo en Colombia
Mesozoico	Cretácico Superior	Tena	350 ft	Marino			Arcillas café chocolate y gris verdoso en ocasiones	Delgada arena Basal, frecuente contenido de gas y petróleo
		Basal Tena		Continental				
	Cretácico Medio	Napo	912 ft	Marino transgresivo con facies regresivas en parte	Superior	Arenisca M1	Niveles de arenisca y caliza con intercalaciones de lutita oscuras	Arena U y T con contenido de petróleo
						Caliza M1		
					Medio	Arenisca M2		
						Caliza A		
					Inferior	Arena Us 36'		
Arena Ui 72'								
Caliza B								
Arena Ts 50'								
Arena Ti 67'								
Caliza C								
Cretácico Inferior	Hollín	85 ft	Marino transgresivo			Areniscas cuarzosas blancas	Arena Hs con petróleo	
Precretácico	Capiza Misahualli	2300 a 4500 ft	Continental			Arcilla semidura y calcárea		

FUENTE: Petroproducción

## 1.2 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

### 1.2.1 GRADO API

El grado API es una medida de la densidad del petróleo. Varía con la temperatura y la presión.

El crudo de la arena “T” tiene una gravedad API promedio de 29° y la arena “U” 25°API, puede variar de acuerdo al contenido de azufre, el porcentaje de azufre para “T” va de 0.84% a 1.03 % y de 0.86% a 1.48 % para la arena “U”. El API promedio del campo es de 25.8 grados.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (1.1)$$

### 1.2.2 GOR, WOR

La relación gas – petróleo (GOR) es la cantidad de gas que se liberará del petróleo si se reduce la presión bajo el punto de burbuja. Unidad (PCS/BF). El valor promedio del campo es de 270 PCS/BF.

La relación agua – petróleo (WOR) se refiere al porcentaje de agua producida por cada barril de petróleo. Unidad (Bbl/BF).

### 1.2.3 VISCOSIDAD

Es una propiedad dinámica de un fluido que indica la resistencia al flujo y puede ser medida únicamente cuando el fluido está en movimiento.

La viscosidad es un número que representa las fuerzas de arrastre causadas por las fuerzas de atracción en capas de fluido adyacentes, podría ser considerado como la fricción interna entre moléculas. Unidad centipoise (cp).

### 1.2.4 FACTOR VOLUMÉTRICO

Debido a la diferencia en volumen de petróleo en la formación y la superficie, producto de la variación de presión y temperatura, se hace uso del factor volumétrico permitiendo relacionar estos dos volúmenes, siendo el volumen de yacimiento mayor al de superficie. Unidad (Bbl/BF).

**CUADRO 1.1**  
**CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO PRODUCIDO**

<b>Arena</b>	<b>P<sub>actual</sub></b> <b>(psi)</b>	<b>P<sub>b</sub></b> <b>(psi)</b>	<b>T yac.</b> <b>(°F)</b>	<b>°API</b>	<b>GOR</b> <b>(PCS/BF)</b>	<b>Boi</b> <b>(Bbl/BF)</b>	<b>u<sub>o</sub></b> <b>(cp)</b>
Us	2800	570	194	24.5	155	1.163	3.5
Ui	2800	690	203	27.3	185	1.163	3.07
T	3000	1005	205	29.4	357	1.248	1.58

FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

**CUADRO 1.2**  
**SALINIDADES**

Pozo	Zona	Salinidad (ppm CL <sup>-1</sup> )
CUY. 2	“Uj”	7500
CUY. 6	“Uj”	18750
CUY. 7	“Uj”	22000
CUY. 8	“Uj”	4100
CUY. 9	“T”	7500
CUY. 10	“Us”	5650
CUY. 11	“T”	27000
CUY. 14	“Us”	6250
CUY. 15	“Ts”	35000
CUY. 16	“Uj”	5500
CUY. 19	“Uj”	15000
CUY. 20	“T”	19000
CUY. 21	“T”	4250
CUY. 22	“Ts”	7520
CUY. 23	“Uj”	9000

FUENTE: Laboratorio de Corrosión – Área Libertador

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

### 1.3 DESCRIPCIÓN DE RESERVAS

Las reservas de hidrocarburo es el porcentaje del petróleo original que se puede recuperar del yacimiento petrolífero.

Las reservas nos permiten cuantificar la cantidad de hidrocarburo que se encuentra en un yacimiento, para los programas de desarrollo de un campo.



### 1.3.1 RESERVAS PROBADAS

Es igual al volumen de hidrocarburo, cuya existencia ha sido tomada por la información técnica obtenida por la producción del reservorio, como también de la información procesada que viene de las perforaciones de pozos y de análisis de núcleos, de pruebas de producción, análisis PVT (fluidos) y perfiles de pozos.

#### CUADRO 1.3

#### RESERVAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS CUYABENO - SANSAHUARI

Arena	POES	FR	Reservas Probadas Recuperables	Producción Acumulada (Np)	RA	Reservas Probadas Remanentes
	(BlS)	(%)	(BlS)	(BlS)	(%)	(BlS)
U superior	102.726,96	32,88	33.776,626	21.944,525	21,4	11.832,101
U inferior	211.974,75	32,88	69.697,301	33.663,590	15,9	36.033,711
T	143.815,92	33	47.459,526	28.833,619	20	18.625,637
<b>FR:</b> Factor de recobro final esperado para el reservorio. <b>RA:</b> Recobro actual de petróleo del Reservorio						

FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

Las propiedades de los fluidos indican que los reservorios “U” superior y “U” media se pueden unificar en un solo reservorio y el mismo es llamado “U” superior, así como los reservorios “T” superior y “T” inferior se unifican en un solo reservorio llamado “T”. Las reservas que se presentan en el cuadro 1.1 son tomadas al 31 de diciembre del 2008.

### 1.3.2 RESERVAS REMANENTES

Volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanecen en el yacimiento.

### 1.3.3 RESERVAS PROBABLES

Es el volumen de hidrocarburo recuperable de zonas, que si bien no han sido comprobados mediante producción, su presencia se fundamenta por interpretación geológica, pudiendo ser comprobadas con la perforación de los pozos, las reservas probables corresponden a áreas dentro de los límites geológicos de la estructura. Cuyabeno no posee estudios de este tipo de reservas.

#### CUADRO 1.4

#### RESERVAS GENERALES DEL CAMPO CUYABENO – SANSAHUARI

<b>POES</b>	<b>Reservas Probadas Recuperables</b>	<b>Producción Acumulada (Np)</b>	<b>Reservas Probadas Remanentes</b>
(Bls)	(Bls)	(Bls)	(Bls)
458.517,650	150.933,453	84.441,734	66.491,719

FUENTE: Petroproducción, Información base al 31 de diciembre del 2008.

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

## **1.4 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN**

### **1.4.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN**

#### **1.4.1.1 Reservorio U Superior**

Este reservorio tuvo una producción inicial de 1500 BPPD y un corte de agua de 3%, posteriormente se mantuvo en el orden de 2000 BPPD con un corte de agua de 43%. En el año 1997 pasaron de 5 a 13 pozos activos, con esto se logró incrementar la producción a 6600 BPPD y un corte de agua de 50%. A partir del año 1999 la tasa de producción comienza a declinar hasta alcanzar en el año 2008 un valor de 2600 BPPD y un corte de agua de 70%.

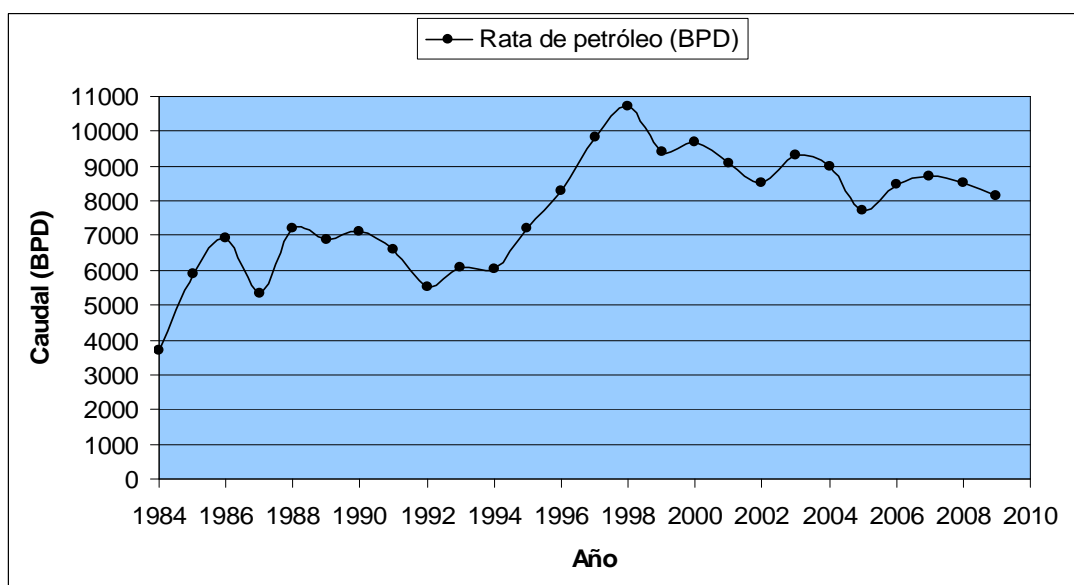
#### **1.4.1.2 Reservorio U Inferior**

Su producción inicial fue de 1700 BPPD y un corte de agua de 6%. El reservorio ha producido continuamente a una tasa promedio de 5000 BPPD con un corte de agua incremental desde 25 a 80%. En diciembre del 2008 su producción fue de 4900 BPPD y un corte de agua de 78%.

### 1.4.1.3 Reservorio T

Este reservorio está produciendo desde el año 1984 con una producción inicial de 1800 BPPD, un corte de agua en el orden de 0.6%, ha tenido una producción continua manteniéndose en los primeros años en valores cercanos a los 5000 BPPD hasta 1988 cuando la producción comienza a bajar a niveles de 3100 BPPD con incremento del corte de agua de 20% a 40%, luego la producción declina teniendo en el 2008 una producción de 2550 BPPD con un corte de agua de 67%.

**GRÁFICO 1.1**  
**HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

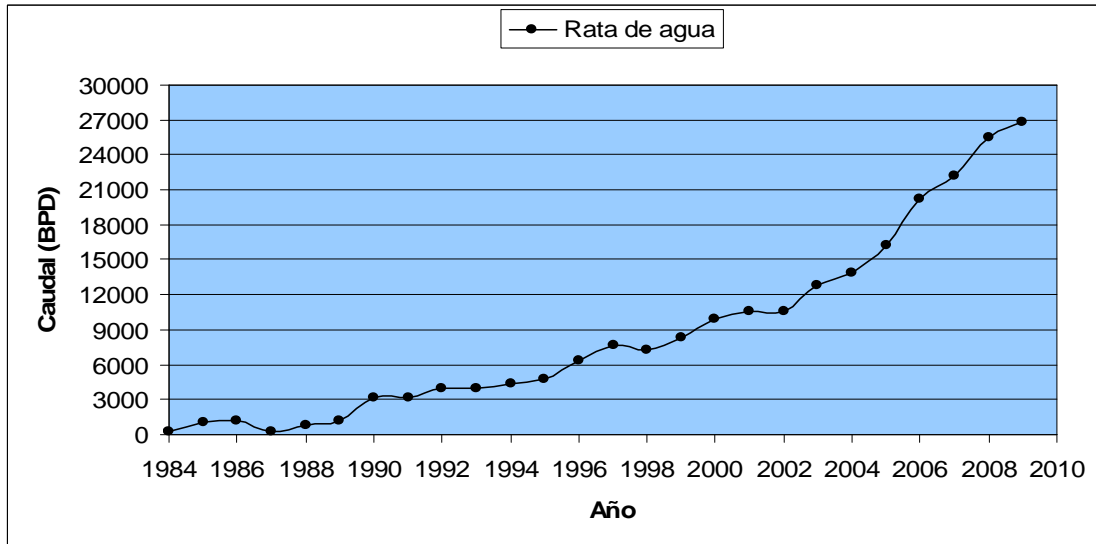


FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

## GRÁFICO 1.2

### HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE AGUA

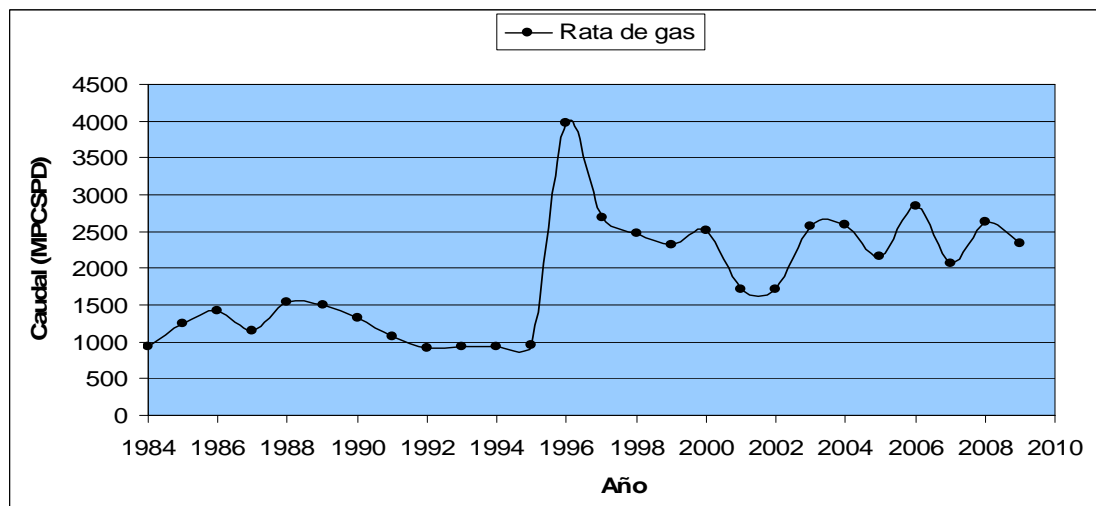


FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

## GRÁFICO 1.3

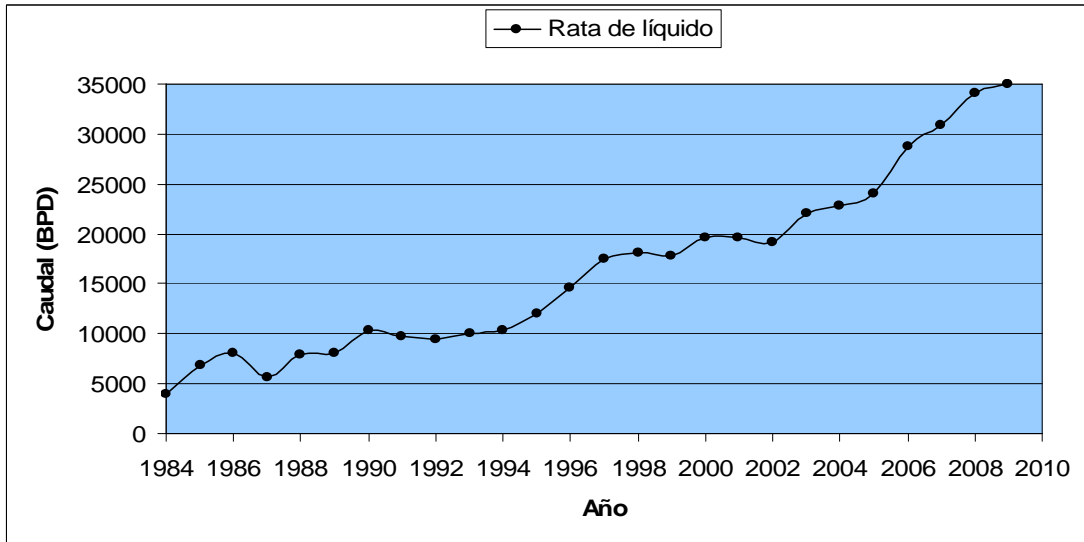
### HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS



FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

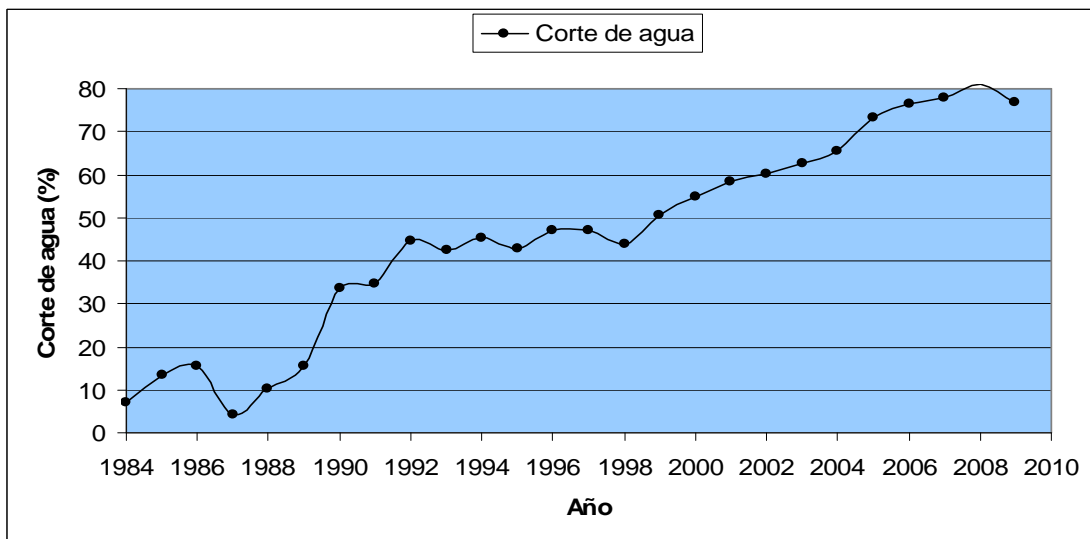
**GRÁFICO 1.4**  
**HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LÍQUIDO**



FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

**GRÁFICO 1.5**  
**HISTORIA DEL CORTE DE AGUA**



FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

En el anexo No. 1 se presenta el historial de producción semestral desde 1984 hasta el 2009.

#### 1.4.2 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Con el objetivo de analizar si los equipos actuales del campo Cuyabeno podrán trabajar de manera óptima con el caudal de fluido máximo producido que se tendrá hasta el año 2021, se presenta a continuación las proyecciones de producción, las mismas que fueron realizadas por Petroproducción.

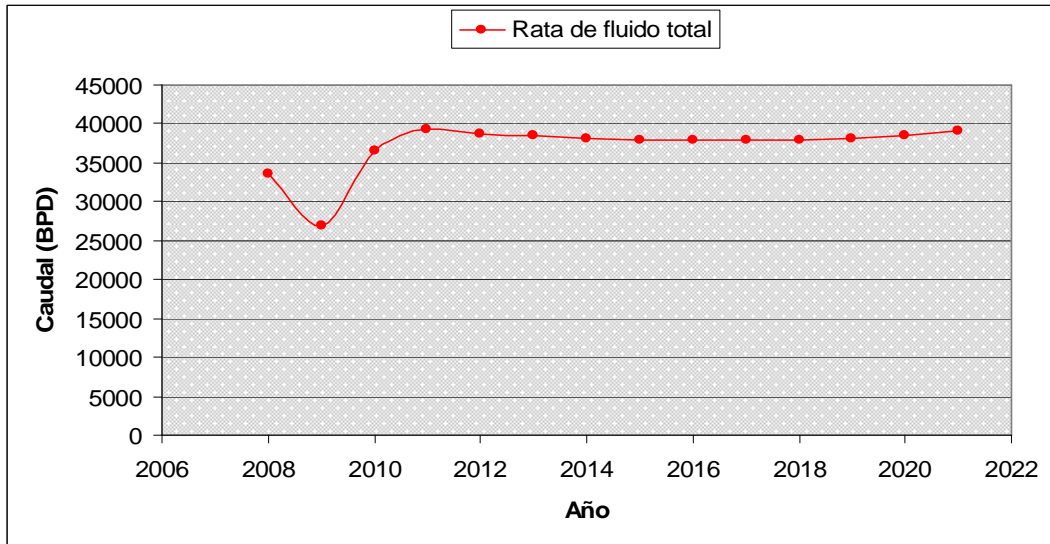
#### CUADRO 1.5

#### DATOS DE LA PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO

Año	Petróleo (BPD)	Agua (BPD)	Gas (MPCSD)	Fluido (BPD)	Corte de agua (%)	Fluido Motriz (BIPD)
2008	8597	24911	2322	33508	74	14970
2009	8223	18792	1645	27015	70	13772
2010	10691	25892	2138	36583	71	12671
2011	10999	28211	2200	39210	72	11657
2012	10415	28374	2083	38789	73	10724
2013	9861	28581	1972	38442	74	9866
2014	9332	28836	1866	38168	76	9077
2015	8829	29146	1766	37975	77	8351
2016	8349	29516	1670	37865	78	7683
2017	7894	29968	1579	37862	79	7086
2018	7462	30513	1492	37975	80	6503
2019	7051	31167	1410	38218	82	5983
2020	6660	31951	1332	38611	83	5504
2021	6290	32903	1258	39193	84	5064

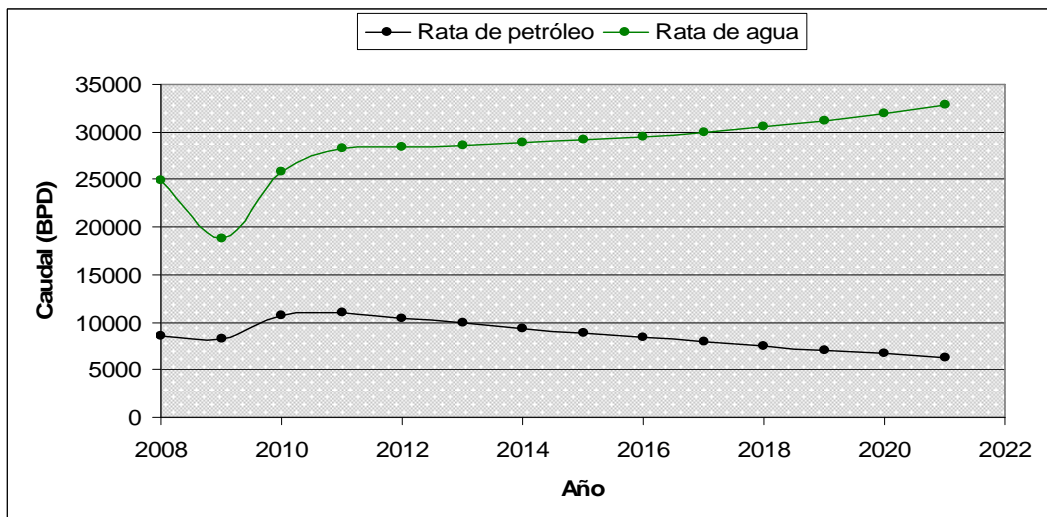
FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

**GRÁFICO 1.6****PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDO TOTAL**

FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

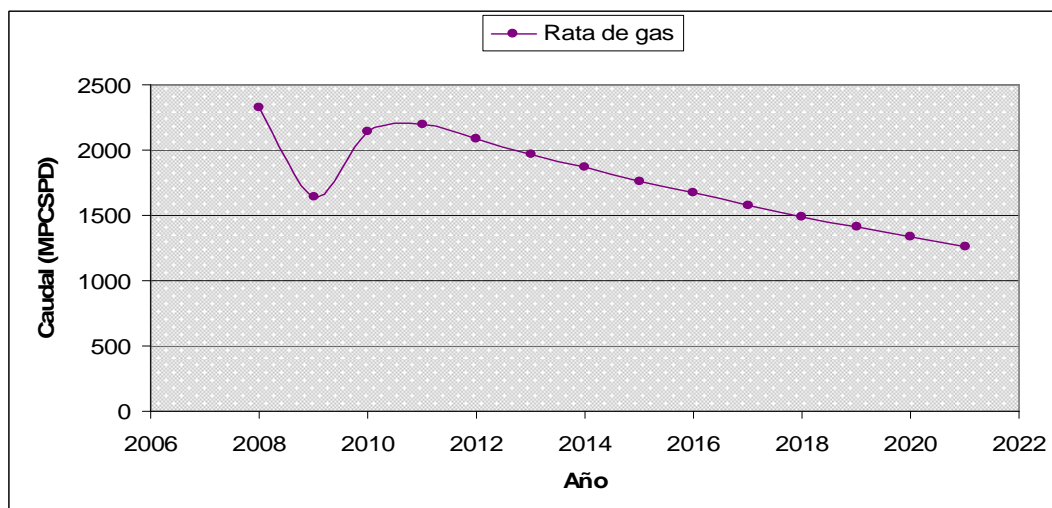
**GRÁFICO 1.7****PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA**

FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez



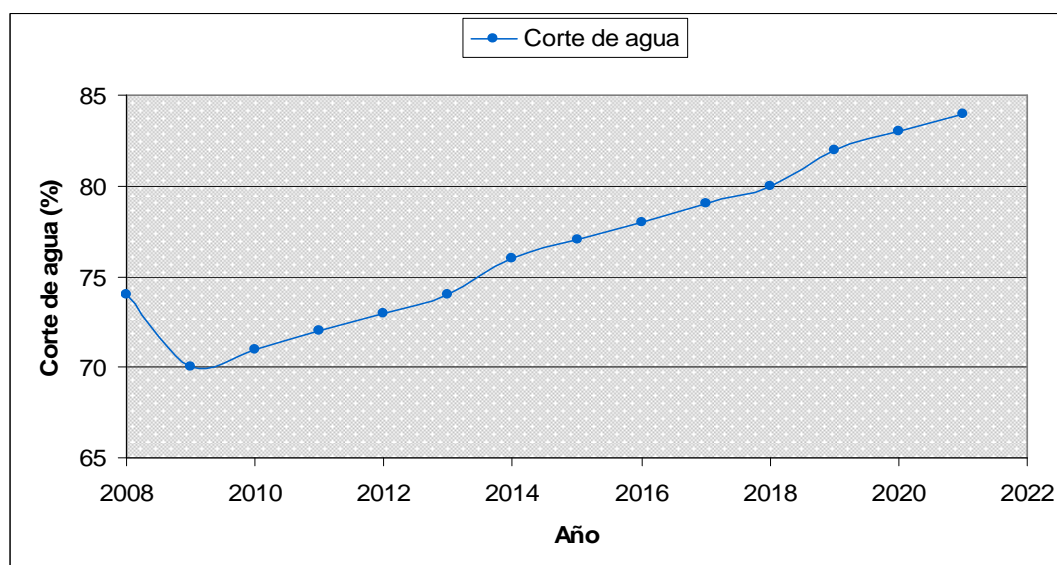
**GRÁFICO 1.8**  
**PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS**



FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

**GRÁFICO 1.9**  
**PROYECCIÓN DEL CORTE DE AGUA**



FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

Como se puede apreciar de los gráficos, el valor máximo de producción durante el periodo 2009 – 2021 será de 39210 BPD de fluido total al año 2011, teniendo una producción máxima de petróleo de 10999 BPD con 2200 MPCPS de gas y una producción de agua de 28211 BPD, sin embargo la cantidad de gas producida en el año 2011 en base al GOR actual de 270 PCS/BF será de 2969 MPCPS, siendo este valor el más certero.

El BS&W tendrá su valor máximo al año 2021 con un porcentaje de 84%, es decir se producirá 32903 BAPD y 6290 BPPD lo cual se tomará en cuenta en los equipos que manejan producción de agua.

En cuanto la producción de gas al año 2021 bajará de 2200 MPCSPD a 1258 MPCSPD y se deberá tomar en cuenta este valor ya que parte del gas que se produce actualmente es usado para sistema de calentamiento de agua.

Este pronóstico de producción realizado por Petroproducción toma en cuenta que se tendrán del año 2009 al año 2021: 31 pozos productores, 18 con BES y 13 con BH, a la fecha que se realizó dicha proyección (año 2008), todavía no se perforaba el pozo CUY – 28D al que se tenía previsto completar con BES; finalmente este fue completado con bombeo hidráulico tipo jet el 21 de marzo del 2009, teniendo así actualmente 8 pozos con BES y 14 con BH.

Por lo tanto, los 9 pozos restantes incluidos en la proyección de producción que se perforarán en el año 2010 y previstos a ser completados con BES son: CUY – 13D, 29D, 30D, 31D, 32D, 33D, 34D, 35D y 36D.

## CAPÍTULO 2

### DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ACTUALES DEL CAMPO

#### 2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Las facilidades de producción inician en el múltiple, encargado de recoger la producción de los pozos del campo Cuyabeno y llevar el fluido de estos hacia los separadores de prueba y producción, cuenta también con una tubería alterna que desvía el fluido hacia la bota de gas. El sistema de drenaje cerrado TE-02 se conecta al múltiple.

Las instalaciones cuentan con tres separadores de producción horizontales, FW-01 (free water knockout), SP-02, SP-01, el primero trifásico, y los dos restantes bifásicos; un separador de prueba bifásico, ST-01.

El gas desprendido de la etapa de los separadores ST-01 y SP-01 se dirige a los depuradores DG-01, DG-02, para ser aprovechado en un sistema de calentamiento de agua SK-02 que recircula en el tanque de lavado, el excedente de gas de los separadores bifásicos junto con el gas de los separadores FW-01 y SP-03 pasa por el depurador DG-03 y DG-04 (Separadores KO Drum), hasta llegar a la tea de alta QE-01 donde es quemado.

El petróleo saliente del separador trifásico junto con el líquido que proviene de los separadores bifásicos se dirige hacia la bota de gas SG-02, el líquido continúa su recorrido hacia el tanque de lavado TL-01, previo ingreso a este se mezcla con el agua caliente proveniente de SK-02; el petróleo luego es dirigido a un tanque de reposo TR-01 donde parte del crudo es enviado al sistema de power oil y el

restante a tanques de almacenamiento TO-01, TO-02, para enviarse al oleoducto con destino a Lago Agrio.

El gas desprendido de la bota de gas se envía a la tea de baja QE-02 para su combustión, previamente pasa por un KO Drum, DG-05. El gas residual del tanque de reposo y del tanque de lavado se dirige a venteo atmosférico.

Un tanque desnatador TE-01, recoge el agua del separador trifásico y del tanque de lavado para su tratamiento, el agua debe pasar por filtros SK-07 y SK-08 para ser contenido en un tanque de agua de formación TA-01 o enviarse al sistema de drenaje cerrado. El líquido que se ha dirigido al tanque es utilizado en la reinyección de agua a los pozos CUY 04, 05 y 18. El gas saliente del tanque desnatador pasa por DG-05 y se quema en la tea de baja.

Las facilidades de superficie cuentan con sistemas de bombeo para poder enviar los fluidos al destino elegido; en el tramo entre separadores trifásicos y el tanque desnatador están las bombas de alimentación BC-18A/18B, desde el tanque de lavado al desnatador la alimentación está dada por las bombas BC-19A/19B.

El fluido recircula del tanque de reposo al tanque de lavado con el uso de la bomba BC-02. El sistema de power oil es posible gracias a las bombas booster BC-15, BC-16, BC17 y horizontales BH-07, BH-08, BH-09, que toman el petróleo del tanque de reposo.

Del tanque de reposo a los de almacenamiento están las bombas booster BC-12/13, de los tanques de almacenamiento hacia oleoducto tenemos las bombas booster BC-03/04 y las horizontales BH-01/02/03.

El agua del tanque TA-02 se reinyecta al pozo Cuyabeno 18 mediante la bomba centrífuga BC-22/23 y la bomba multietapa de reinyección BH-10/11/12, para la reinyección de los pozos 4 y 5 se utilizan las bombas booster BC-07/08/09 y horizontales BH -04/05/06 de reinyección, desde el tanque TA-01.

El líquido recolectado por el sistema cerrado de drenaje va al manifold, mediante las bombas BC-24/25.

La fiscalización del crudo mediante las unidades LACT SK-04/03 se da en dos sitios: antes de llegar a los tanques de almacenamiento y previo envío al oleoducto respectivamente, SK-03 también contabiliza el crudo que viene de los campos VHR y Sansahuari.

En el anexo No 2 se presenta el plano PI&D del diagrama de flujo del proceso.

## **2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS**

### **2.2.1 MÚLTIPLES**

Es un conjunto de tuberías, accesorios y válvulas que se usa como recolector del petróleo producido por los pozos, al igual que como medio de distribución hacia los diferentes separadores.

Viene por un conjunto de 5 pozos, los mismos que disponen de acoples que permitirán añadir otro conjunto de pozos en caso de ser necesario.

Posee conexiones para inyección de químicos a fin de procurar el tratamiento del crudo, medición de presión y para extraer una muestra de fluido del pozo que se desea analizar el BS&W y %API.

La estación de Cuyabeno posee un múltiple de prueba y producción que se conforma de 5 paquetes de pozos con un total de 25 baterías, se implementarán 2 paquetes de pozos a futuro, presión de operación 30 Psi.

**CUADRO 2.1**  
**ESPECIFICACIONES DEL MÚLTIPLE**

P <sub>diseño</sub> (psig)	T (°F)	Diámetro de Líneas (in)			
		Entrada	Salida		
285	200	Desde Pozos	A Separador Producción y Bota Desgasificadora	A Separador de Prueba	A Drenaje Cerrado
		4	8	4	6

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-001

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

### 2.2.1.1 Válvulas del Múltiple

Válvula Check: para evitar el retorno del fluido en caso de que un pozo tenga mayor presión que otro.

Válvula de Bola: para poder dirigir el fluido a los separadores.

Válvula de Aguja: para extraer muestras de fluido.

Válvula de seguridad de presión: ubicadas en la línea de salida al drenaje, para liberar presión.

Todas las válvulas están diseñadas bajo la Norma ANSI 150.

## 2.2.2 SEPARADORES

La producción típica de un pozo es una mezcla de petróleo, agua, gas y partículas de sólido; para llevar a cabo la separación de estos componentes se hace uso del separador que no es más que un recipiente a presión que permite separar componentes de flujo.

### 2.2.2.1 Elementos Internos del Separador

Baffle deflector: se instala a la entrada del fluido para que exista un cambio brusco en el momentum del flujo y se separe el líquido del gas y se reduzca turbulencia.

Extractor de neblina (mist eliminator): atrapa un 99% de gotas de líquido mayores a 10 micrones, puede ser lana de acero o vanes.

Rompe torbellinos: son platinas ubicadas en la descarga de la tubería a fin de evitar que el líquido forme torbellinos a la salida.

### 2.2.2.2 Separadores de Producción

Cuyabeno consta de 1 separador trifásico (FW-01) y 2 separadores bifásicos (SP-01/02), se especifica en PI&D que el separador SP-02 será reemplazado por el separador trifásico SP -03.

El FW-01 y SP-03 nuevo poseen:

- Sistema de remoción de sedimentos a presión (sand jet).
- Conexión para limpieza del mist eliminator.
- Controlador lógico programable (PLC).

**CUADRO 2.2****ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN**

<b>Separador</b>	<b>Ls/s (ft)</b>	<b>D (in)</b>	<b>P<sub>diseño</sub> (psig)</b>	<b>T (°F)</b>	<b>Q<sub>o</sub> (BPD)</b>	<b>Q<sub>w</sub> (BWD)</b>	<b>Q<sub>g</sub> (MMSCFD)</b>	<b>Q<sub>t</sub><sub>líquido</sub> (BFPD)</b>
<b>FW-01</b>	40	118.8	100	180	20000	15000	2.2	35000
<b>SP-03</b>	40	118.8	100	180	20000	15000	2.2	35000
<b>SP-02</b>	28	72	125	120	-	-	0.69	10000
<b>SP-01</b>	22	84	125	120	-	-	1.039	15000
<b>ST-01</b>	10	72	125	100	-	-	0.34	5000

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-002

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

**2.2.2.3 Separador de Prueba**

Recibe la producción de un solo pozo para determinar características físico-químicas del fluido, el separador de prueba de Cuyabeno ST-01 es bifásico.

Este separador está diseñado para manejar 5000 barriles de fluido por día y posee control neumático y válvulas neumáticas.

A continuación se presenta el diámetro de las líneas de entrada y salida de los separadores de producción y prueba.



**CUADRO 2.3****DIÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE LOS SEPARADORES**

<b>Separador</b>	<b>Diámetro De Líneas (in)</b>			
<b>FW-01</b>	Entrada desde Manifold	Salida de Agua hacia Skimmer	Salida Oil hacia Bota de Gas	Salida de Gas hacia depuradores
	8	12	8	8
<b>Separadores Bifásicos</b>		<b>Salida de líquido</b>		<b>Salida de Gas</b>
<b>SP-01</b>	8	6 se une a línea de 8		6
<b>SP-02</b>	8	6 se une a línea de 8		6
<b>ST-01</b>	4	4 se une a línea de 8		4 se une a línea de 6

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-002

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

**2.2.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE PETRÓLEO****2.2.3.1 Bota de Gas**

Se dispone de una bota de gas externa y un tanque de lavado para presiones bajas y tasas altas de producción; mientras que un tanque de lavado con bota de gas interna (gunbarrel) es usado para flujos bajos a moderados. En Cuyabeno se dispone de la primera configuración.

La bota de gas permite liberar el gas disuelto en el líquido, internamente consta de dos cilindros concéntricos, por el cilindro interno sube el petróleo y agua hasta chocar con un deflector, el líquido desciende por el anular para ingresar al tanque de lavado.

#### CUADRO 2.4

##### ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LA BOTA DE GAS

Bota de Gas	Tipo	T <sub>diseño</sub> (°F)	Capacidad (BPD)	Altura (ft)	Diámetro (in)	Faldón (ft)
SG-02	Recipiente vertical a presión	200	20000	50	50	10.2

FUENTE: Petroproducción PPR-ES-CCY-P-PID-B-003 1-1

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

#### CUADRO 2.5

##### ESPECIFICACIONES DE LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DE LA BOTA DE GAS

Bota de Gas			Diámetro de Líneas (in)
SG-02	Entrada	Separadores	8 se une a línea de 10
		By Pass Tanque de Lavado	8
	Salida	Mezclador Estático	8
		Venteo	10

FUENTE: Petroproducción PPR-ES-CCY-P-PID-B-003 1-1

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

### 2.2.3.2 Tanques

Es un recipiente metálico formado por láminas de acero soldadas entre sí, de formas cilíndricas y esféricas, que permiten almacenar grandes volúmenes de productos hidrocarburíferos.

Se clasifica por el producto que almacenan: alta o baja presión de vapor, así tanques atmosféricos están diseñados para operar a una presión mayor de 0.5 psi de la presión atmosférica.

De acuerdo a su forma se clasifican en:

- Cilíndrico con techo cónico fijo: cubierta soldada a las paredes del cuerpo, almacena fluido compuesto por fracciones pesadas, evitando la evaporización del producto que al mezclarse con el aire produce riesgo de incendio. Maneja productos con presiones de vapor baja y su presión es igual a la atmosférica.
- Cilíndrico con techo flotante: el techo flota sobre el nivel del líquido, evita evaporización del líquido, mayor seguridad. Su presión es menor a la atmosférica.

Un tanque debe constar de una válvula de vacío, un arrestador de llamas y sistema de colchón de gas (gas blanquet) para mantener la presión en el sistema y excluir el oxígeno, esto ayuda a prevenir corrosión, bacterias, condiciones inseguras y conservar algunos vapores de hidrocarburo.

La presión en el tanque levanta un disco para permitir la salida de gas, si hay vacío en el tanque porque el gas blanquet falla en mantener una ligera presión, la presión atmosférica mayor levanta otro disco permitiendo la entrada de aire.

### 2.2.3.2.1 *Tanque de Lavado*

Permite romper las emulsiones que vienen del separador, ya que antes de ir a almacenamiento, se requiere eliminar agua y sólidos del crudo. Demulsificantes químicos debilitan la emulsión agua – petróleo, la separación se acelera con el incremento de temperatura.

El cuerpo del tanque tiene un colchón de agua que sirve de lavado a la emulsión, la fase líquida tiene una entrada bajo el nivel del colchón de agua, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua.

Se dispone de una bomba centrífuga BC-02 de 20 HP con capacidad de 7547 BPD y cabeza de 100 ft, para circular desde el tanque de reposo al tanque de lavado.

## CUADRO 2.6

### ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE TANQUES

Tanque	Tipo	P <sub>diseño</sub> / Vacío (in WG)	Capacidad (Bbl)	Altura (ft)	Diámetro (ft)
TL-01	Techo cónico fijo	6 / -2	18130	36	60
TR-01	Techo cónico fijo	6 / -2	24700	36	70
TO-01/02	Techo flotante	6 / -2	40820	36	90

FUENTE: Petroproducción PPR-ES-CCY-P-PID-B-003 1-1

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

**CUADRO 2.7****ESPECIFICACIONES DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DEL TANQUE DE LAVADO**

Tanque de Lavado		Diámetro de Líneas (in)	
TL-01	Entrada	Mezclador Estático	12
		Calentador de Agua	4
		Recirculación Tanque de Reposo	3
	Salida	Tanque de Reposo	12
		Drenaje Cerrado	2
		Venteo	10
		Calentador de Agua	4

FUENTE: Petroproducción PPR-ES-CCY-P-PID-B-003 1-1

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

#### 2.2.3.2.2 *Tanque de Reposo*

El tanque de reposo conocido también como tanque de estabilización o surgencia, recoge el petróleo que viene del tanque de lavado con un BS&W  $\leq 1\%$ , sin embargo sigue separando aún más las pequeñas cantidades de agua y gas que permanecen en el crudo.

Para transportar el crudo del tanque de reposo a las unidades LACT se dispone de las bombas centrifugas BC-12/13, con capacidad de 30000 barriles con potencia de 54 HP y cabeza de 400 ft.

**CUADRO 2.8****ESPECIFICACIONES DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DEL TANQUE DE REPOSO**

Tanque de Reposo		Diámetro de Líneas (in)
TR-01	Entrada	Tanque de Lavado
	Salida	Bombas Recirculación Tanque de Lavado
		Power Oil
		Venteo
		Bombas Transferencia Tanque de Almacenamiento

FUENTE: Petroproducción PPR-ES-CCY-P-PID-B-004 1-2

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

### 2.2.3.2.3 *Tanques de Oleoducto o Almacenamiento*

Están diseñados para el almacenamiento de grandes volúmenes de petróleo. Estos son cilíndricos de fondo plano y techo esférico, elipsoidal o flotante a fin de evitar la separación de gases dentro de los mismos.

**CUADRO 2.9****DIÁMETRO DE LAS LÍNEAS DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

Tanque	Línea De Entrada (in)		
TO-01/02	Desde Sistema Transferencia Sansahuari	Desde Sistema Transferencia VHR	Desde Bombas de Transferencia de Oleoducto
	6	6	4
	Línea De Salida (in)		
	A Bombas Transferencia		A Piscinas API
	10 y 12		12

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-004

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

Las normas API 650, 12D y API 2000 fijan la construcción de tanques soldados para el almacenamiento de petróleo. La presión interna a la que pueden llegar a estar sometidos es de 15 psig, y una temperatura máxima de 90 °C.

### 2.2.3.3 Sistema de Calentamiento

Este sistema SK-02 permite calentar el agua proveniente del tanque de lavado para su posterior recirculación, esto ayuda a romper la emulsión en dicho tanque.

El gas de los scrubber sirve como combustible en el sistema. La bomba de circulación BC-01 traslada el agua del tanque de lavado hacia el sistema de calentamiento.

El sistema de calentamiento de Cuyabeno CL-01 es de tipo artesanal cuyo combustible es gas, posee una capacidad térmica de 8 MM Btu/h.

## **2.2.4 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA**

El agua de formación después de salir de separadores trifásicos o tanque de lavado contiene pequeñas gotas de petróleo, partículas de arcilla y fracciones de arena.

Antes de reinyectar el agua, esta tiene que pasar por unidades de filtración para retener partículas de sólidos disueltos, las mismas que pueden causar el taponamiento de los poros de formación, así como para eliminar contenido de petróleo residual en el agua.

El agua debe tener una cantidad menor a 20 ppm de aceite residual y 50 ppm de sólidos, las líneas deben ser API 5L X42, por mayor resistencia a la corrosión.

### **2.2.4.1 Tanque Desnatador (Skimmer)**

Es un recipiente que de acuerdo a su diseño puede ser horizontal o vertical, usado para eliminar aceite residual del agua de formación (nata de petróleo) por gravedad.



**CUADRO 2.10****ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DEL TANQUE DESNATADOR**

Tanque Desnatador	Tipo	P <sub>diseño</sub>	Capacidad Procesamiento (BPD)	Altura (ft)	Diámetro (ft)
TE-01	Techo fijo	6"WG/ 2"WG	37707	30	30

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-016

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

**CUADRO 2.11****DIÁMETRO DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA AL TANQUE DESNATADOR**

Tanque Desnatador	Línea de Entrada (in)		
TE-01	Bombas de Alimentación de Tanque de Lavado	Separadores Trifásicos	Depuradores de Gas
	6	12	4
	Línea de Salida (in)		
	Tea	Tanque de Agua de Formación	Sistema de Filtro
	4	12	8

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-016

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

El tanque desnatador posee sistema de gas inerte (gas blanketing) sobre agua de formación para evitar corrosión, además el sulfuro de hierro ( $\text{FeS}_2$ ) producto de la corrosión causado por contacto de agua con oxígeno, tiene alto potencial de peligro de fuego cuando es expuesto al aire o a fuentes de oxígeno, este también mantiene presión en el tanque.

El agua que llega al desnatador desde el separador trifásico y tanque de lavado lo realiza mediante bombas centrífugas BC-19/19B y BC-18/18B

#### 2.2.4.2 Filtros

Son recipientes en donde se logra separar los sólidos del agua, esta pasa a través de varias capas de tamaño de poro escalonado que se conforman de arena y carbón para que retengan sucesivamente los sólidos, los cuales se retiran del filtro en el proceso de retrolavado, este se realiza con una combinación de aire y agua sin filtrar inyectada para hacer circular el fluido.

#### CUADRO 2.12

#### DIÁMETRO DE LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DE FILTROS

Filtro	Entrada (in)	Salida (in)	
		A Drenaje Cerrado	A Tanque de Agua de Formación
<b>SK-07/08</b>	8	4	8

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-016

ELABORADO: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

Permite la retención de sólidos de hasta 8 micrones, usados en sistemas de reinyección para evitar el taponamiento de los poros debido a la presencia de sólidos en el agua.

### 2.2.4.3 Tanques de Agua de Formación

El tanque TA-01 contiene agua de formación que es enviada para reinyección a los pozos CUY – 04 y 05, y TA-02 para reinyectar agua al pozo CUY-18.

#### CUADRO 2.13

#### ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DEL TANQUE DE AGUA DE FORMACIÓN

Tanque	Tipo	Capacidad (BbL)	Altura (ft)	Diámetro (ft)
TA-01/02	Techo Cónico	3000	28.58	28.16

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-010

ELABORADO: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

#### CUADRO 2.14

#### DIÁMETROS DE LAS LÍNEAS DEL TANQUE DE AGUA DE FORMACIÓN

Tanque	Línea Entrada (in)	Línea Salida (in)	
		Hacia bombas centrífugas de agua	Hacia sistema de drenaje
TA-01	8	10	4

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-010

ELABORADO: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

El sistema de reinyección de agua de Cuyabeno consiste en un sistema cerrado, ya que el agua no está expuesta al aire, este sistema se conforma por los elementos anteriormente descritos como tanque desnatador, filtros, tanque de agua de formación y bombas que se especifican a continuación.

**CUADRO 2.15**  
**BOMBAS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN**

<b>Bomba</b>	<b>Tipo</b>	<b>Fluido</b>	<b>Capacidad (BPD)</b>	<b>Cabeza (ft)</b>	<b>Potencia (HP)</b>
<b>BC-22/23</b>	Booster	Agua	13750	635	100
<b>BH-10/11/12</b>	Pistón	Agua	12000	10441	600
<b>BH-04/05/06</b>	Multietapa	Agua	13750	1213	450
<b>BC-07/08</b>	Centrífuga	Agua	13750	370.3	60
<b>BC-09</b>	Centrífuga	Agua	12500	511.81	75

FUENTE: Petroproducción Plano PPR-ES-CCY-P-PID-B-010 1-2, PPR-ES-CCY-P-PID-B-017 1-1

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

## **2.2.5 SISTEMA DE GAS**

### **2.2.5.1 Depurador de Gas (Scrubber)**

Es un separador de dos fases, diseñado para extraer líquidos que son acarreados junto con el gas a la salida del separador de producción.

Son utilizados ya que la presencia de líquido libre podría dañar los compresores, además de disminuir la eficiencia de los equipos. La capacidad de cada equipo es de 5 MM PCSPD.

#### **CUADRO 2.16**

#### **DIÁMETRO DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DE LOS DEPURADORES DE GAS**

Depurador	Línea entrada (in)	Línea Salida (in)	
		Gas	Líquido
<b>DG-01</b>	4	4	2
<b>DG-02</b>	4	3	2
<b>DG-03</b>	8	8	2
<b>DG-04</b>	8	8	3
<b>DG-05</b>	10	10	3

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-006

ELABORADO: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

Los KO drums DG-04/05 son separadores que minimizan la posibilidad de que gotas de líquido vayan a la antorcha, caso contrario el líquido se quemaría y caería en forma de gotas de fuego siendo este efecto nocivo para el medio ambiente, su criterio de diseño se rige a la norma API 521.

#### **2.2.6 UNIDADES LACT (UNIDAD AUTOMÁTICA DE CUSTODIA, CARGA Y TRANSFERENCIA)**

Es un equipo automático diseñado para medir la cantidad y calidad (% BS&W) de crudo que se transfiere hacia la estación central, al medir el volumen de petróleo con exactitud lo corrige a 60°F, en caso de que el % BS&W sea alto la unidad se

encarga de detener la transferencia del crudo y enviarlo al tanque de oleoducto 01 y 02.

Esta unidad automática consta de elementos como:

- Sistema de toma de muestras (determina °API y BS&W ).
- Bombas para desplazar aceite (Cuyabeno – bombas centrífugas).
- Puertos para manómetros.
- Dispositivo para detener el paso del fluido cuando BS&W es alto.
- Filtro, para detener impurezas.
- Extractor de gas, en caso de que este esté contenido en el petróleo.
- Bomba para inyectar inhibidores de corrosión.

La estación de Cuyabeno posee la unidad LACT SK-03 ubicada en la línea de salida de petróleo de los tanques de almacenamiento TO-01 y TO-02 y la unidad SK-04 ubicada a la salida del tanque de reposo TR-01, en nuestro caso la presencia de 2 unidades LACT se debe a que parte del crudo de los campos Sansahuari y VHR es receptado en los tanques de almacenamiento de la estación Cuyabeno, así se logra diferenciar la cantidad de crudo que se enviará de Cuyabeno y la cantidad de crudo que se enviará de las otras dos estaciones hacia la estación central de Lago Agrio.

La unidad SK-03 tiene capacidad de 24000 BPD, recepta fluido de los campos Cuyabeno, Sansahuari y VHR.

Las bombas booster BC-03 y BC-04 se encargan de llevar el crudo de los tanques de oleoductos hasta la unidad LACT SK- 03, posterior a esta unidad se encuentran las bombas de transferencia de crudo a Lago Agrio.

**CUADRO 2.17****ESPECIFICACIONES DE BOMBAS ELEVADORAS DE PRESIÓN (BOOSTER) Y DE TRANSFERENCIA**

<b>Bomba</b>	<b>Tipo</b>	<b>Fluido</b>	<b>Capacidad (BPD)</b>	<b>Cabeza (ft)</b>	<b>Potencia (HP)</b>
<b>BC-03/04</b>	Booster	crudo	50000	190.3	100
<b>BH-01/02/03</b>	Pistón	crudo	18000	2572.8	600

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-011

ELABORADO: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

**2.2.7 SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO**

El bombeo hidráulico es un sistema de levantamiento artificial que tiene alta eficiencia usado en pozos profundos, transmite presión desde una estación centralizada en superficie a través de una tubería de alta presión llena de fluido motriz (petróleo o agua) hacia el fondo del pozo, recuperando el petróleo ya sea por sistema abierto (fluido motriz se mezcla con petróleo producido) o sistema cerrado (fluido motriz y petróleo producido se recuperan por tuberías diferentes). Actualmente se requiere de 16090 BPPD que son usados como fluido motriz.

**2.2.7.1 Tanque de Almacenamiento de Fluido Motriz**

Es el tanque en el cual se almacenará el fluido motriz que se inyectará al pozo, en el caso de Cuyabeno el tanque de almacenamiento de fluido motriz es el tanque

de reposo TR-01, que envía directamente el fluido motriz (petróleo) a las bombas booster por tal razón este debe generar una presión a la salida del fluido que sea la indicada para llegar a las bombas.

### 2.2.7.2 Líneas de Flujo

Las líneas de flujo son tuberías que trasladan el fluido desde el pozo a los diferentes equipos dentro de la estación. Para la línea de succión de la bomba se recomienda usar una tubería 5L grado B #SCH 40 y para la de descarga una tubería 5L grado B #SCH 160.

#### CUADRO 2.18

#### DIÁMETRO DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA DE LAS BOMBAS ELEVADORAS DE PRESIÓN Y MULTITAPA DE BOMBEO HIDRÁULICO

Bombas Booster	Línea de Entrada (in)	Línea de Salida (in)
	Desde Tanque De Reposo	A Bombas Multitapa
<b>BC-10/11</b>	8	6 se une a línea de 24
Bombas de Power Oil	Desde Bombas Booster	A Pozos
<b>BR-01/02/03/04</b>	8	8 (pozos 2,6,9,11,19 y 20)

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-011

ELABORADO: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez



### 2.2.7.3 Bombas elevadoras de presión (Booster) y Multietapa

La bomba brinda energía mecánica al fluido y lo transporta a una determinada distancia, se compone de una bomba y un motor.

Es muy importante tomar en cuenta la presión de vapor, para que la presión en el intake o entrada de la bomba sea mayor a esta, caso contrario habrá cavitación y disminuirá eficiencia de la bomba.

La bomba booster succiona el fluido que viene desde el tanque de almacenamiento de fluido motriz a una determinada presión y lo envía hasta la entrada de la bomba multietapa con una presión necesaria (5 - 30 psi aprox.) para que esta funcione adecuadamente.

Las bombas multietapa reciben fluido presurizado que viene de las bombas booster y lo envía hasta la bomba jet o pistón ubicado al fondo del pozo, la presión de salida es de 2500 a 3800 psi dependiendo del tipo de bomba.

#### CUADRO 2.19

#### ESPECIFICACIONES DE BOMBAS DE BOMBEO HIDRÁULICO

Bomba	Fluido motriz	Capacidad (BPD)	Cabeza (ft)	Potencia (HP)
BC-10/11	Crudo	8400	115.15	100
BR-01/02/03/04	Crudo	11653	6753.6	1000

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-011

ELABORADO: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

### 2.2.8 SISTEMA CONTRAINCENDIOS (SCI)

Sistema encargado de la detección y extinción de fuego que pueda existir dentro de las facilidades de producción.

El objetivo del SCI es proteger los procesos de producción de hidrocarburos.

Los elementos que provocan un incendio son: calor, combustible y oxígeno.

**FIGURA 2.1**  
**TRIÁNGULO DE FUEGO**



Fuente: [www.monografias.com](http://www.monografias.com)

El sistema contra incendios de la estación Cuyabeno consiste en un tanque de almacenamiento de agua de río y un tanque de espuma los mismos que tienen líneas de salida para ser distribuidos a cada punto de la estación que presente riesgo de fuego.

**CUADRO 2.20****ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS**

<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (Bbl)</b>	<b>Diámetro (ft)</b>	<b>Altura (ft)</b>	<b>Identificación de tanque</b>
<b>Agua</b>	3154	28.6	28.1	TI-01
<b>Espuma</b>	54.7	7.2	9.4	TQ-01
<b>Bombas</b>	<b>Fluido</b>	<b>Capacidad (gpm)</b>	<b>Cabeza (ft)</b>	<b>Potencia (HP)</b>
<b>Centrífuga BC-26</b>	Agua	2400	259.8	250
<b>Centrífuga a diesel BC-27</b>	Agua	2000	164	300
<b>Jockey BC-17</b>	Agua	100	280	10.9

FUENTE: Petroproducción Plano PI&D PPR-ES-CCY-P-PID-B-009

ELABORADO: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

La estación no cuenta con un control automatizado para el sistema contra incendios de tal manera que pueda actuar inmediatamente en el momento de riesgo.

**2.2.8.1 Clases de fuego**

Clases "A": Son los fuegos que involucran a los materiales orgánicos sólidos, en los que pueden formarse brasas por ejemplo: la madera, el papel, la goma, los plásticos y los tejidos. Pueden ser apagados por el efecto del agua.

Clase "B": Son los fuegos que involucran a líquidos y sólidos fácilmente fundibles, por ejemplo: el etano, metano, la gasolina, parafina y la cera de parafina.

Clase “C”: Son los fuegos que involucran a los equipos eléctricos energizados, tales como los electrodomésticos, los interruptores, cajas de fusibles y las herramientas eléctricas.

Clase “D”: Involucran a ciertos metales combustibles, tales como el magnesio, el titanio, el potasio y el sodio. Estos metales arden a altas temperaturas y exhalan suficiente oxígeno como para mantener la combustión, pueden reaccionar violentamente con el agua u otros químicos.

**CUADRO 2.21**  
**CLASIFICACION DE INCENDIOS**

Clasificación	Material	Agente extintor
<b>Clase A</b>	Madera Papel Plástico Ropa	Agua
<b>Clase B</b>	Líquidos inflamables: gasolina, kerosén Aceite Grasa Alquitrán Bases de pintura Laca Gases inflamables Aditivos	Polvos secos Anhídrido carbónico Espuma Hidrocarburos halogenados
<b>Clase C</b>	Equipos eléctricos Equipos energizados	Agente extintor no conductor
<b>Clase D</b>	Magnesio Titanio Zirconio Sodio Potasio	Existen agentes extintores especiales para cada metal identificado. Cloruro de sodio y grafito granulado

Fuente: Manual de Brigadas contra Incendios Industriales

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

**CUADRO 2.22**  
**CAUSAS DE INCENDIO**

<b>Causa</b>	<b>Riesgo</b>	<b>Origen</b>	<b>Medida Preventiva</b>
Fumar	18%	Desobediencia a normas de seguridad.	Prohibido fumar en zonas peligrosas donde hay líquidos inflamables, polvos y fibras combustibles.
Fricción	10%	Recalentamiento por roce.	Inspecciones regulares. Plan de mantenimiento.
Recalentamiento de materiales	8%	Temperaturas anormales en procesos con líquidos inflamables calientes y materiales en secadores.	Supervisión cuidadosa y cumplimiento de acciones y condiciones seguras.
Superficies calientes	7%	Calor proveniente de calderas, hornos, motores, metales calientes que encienden líquidos inflamables.	Ventilación adecuada.
Llamas quemadoras	7%	Uso indebidos de lámparas de soldar, defectos de quemadores de caldera, secadores, hornos y calefactores portátiles.	Buena ventilación Dispositivos de control para llamas.
Cortes y soldaduras	4%	Chispas.	Aislar zonas de riesgo que estén en contacto con las chispas por soldadura.

## CONTINUACIÓN DE CUADRO 2.22

Exposición a incendios adyacentes	3%	Incendios provenientes de lugares vecinos.	Proteger las aberturas con rociadores o vidrios armados.
Incendios premeditados	3%	Atentados.	Vigilancia y medidas preventivas. Instalación de vallas.
Chispas mecánicas	2%	Chispas de metales extraños en máquinas, ej.: operaciones de esmerilado y trituración.	Limpieza de la materia prima y retirando materiales extraños con separadores magnéticos u otros medios.
Rayos	1%	Tormenta eléctrica	Pararrayo.

Fuente: Rodríguez Páramo Eduardo, Diseño y Optimización de un Sistema Fijo Contra Incendios de la Estación de Producción Cuyabeno.

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez.

### 2.2.8.2 Detectores de incendio

Los elementos que pueden ser detectados son: el calor, el humo y la radiación luminosa.

Los detectores de humo actúan más rápido que los detectores de calor.

Los detectores de llama detectan la radiación luminosa y son usados principalmente en áreas de líquidos y gases inflamables, como los tanques de almacenamiento de petróleo.

El campo Cuyabeno requiere implementar un sistema automático de detección de incendios que permita alertar la presencia de fuego en las áreas de riesgo.

### 2.2.8.3 Agentes Extintores

El agente extintores más comúnmente usado es la espuma, impiden la entrada de oxígeno, así el fuego no se mantendrá vigente, usados para fuegos de clase “A” y “B”.

El agua como agente enfriante puede emplearse para cortar la emisión de vapores de la superficie del líquido ya que baja la temperatura a un nivel en que los combustibles ya no puedan desprender gases y vapores inflamables.

**CUADRO 2.23**  
**AGENTES EXTINTORES**

Tipo	Característica	Uso	Observación
Agua presurizada	Agua impulsada por anhídrido carbónico.	Fuego clase A.	No para incendios con combustibles líquidos inflamables, ni fuegos en circuitos eléctricos.
Espuma mecánica	Se dosifica un compuesto espumógeno al agua, se agita esta solución con aire para formar la espuma	Fuegos clase A	Cuando los fuegos sean conatos y superficiales
		Fuegos clase B	No en fuegos causados por alcohol, éter, bisulfuro de carbono y lana
Espuma AFFF	Utiliza una solución (ácido perfluorocarbónico) como agente extintor combinado con aire. Enfría el combustible	Fuegos clase A y B	Susceptible de congelación. Apto para instalaciones cuya temperatura sea mayor a 40 °F.

## CONTINUACIÓN DE CUADRO 2.23

Anhídrido Carbónico	El gas sale a presión, transformándose en hielo seco que al evaporarse absorben el calor del fuego. Impiden que el fuego reciba oxígeno.	Fuegos clase A, B, C	No en áreas confinadas.
Polvo Químico Seco	Ordinario: sales armoníacas o potásicas.	Fuegos clase B y C	No en fuegos clase A. Objetivo: reducir el calor y oxígeno.
	Multipropósito: compuestos de fosfatos y sulfatos de amonio con fosfato de calcio, mica, talco, silicona, etc.	Fuegos clase A, B y C	Objetivo: reducir el calor y oxígeno.
Gases Inertes e Inhibidores Halón 1211	El agente extintor es el gas Halón 1211 almacenado en forma líquida, que al liberarse se evapora.	Fuegos clase A, B y C	Tóxico. Desgasta la capa de ozono. Obtiene hidrocarburos halogenados al añadir (flúor, cloro, bromo yodo).

Fuente: Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras, Storch de García, 1998.

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez.



#### 2.2.8.4 Áreas de Riesgo de incendio

EL riesgo de incendio es la evaluación de la posibilidad que se de un incendio y/o explosión en función de la combustibilidad de los materiales, facilidad de propagación del incendio y colocación de los materiales dentro de una instalación.

El riesgo puede ser: leve, moderado, alto.

- Leve: materiales de baja combustibilidad y no existe facilidad para la propagación del fuego.
- Moderado: materiales que pueden arder con relativa rapidez o producen gran cantidad de humo.
- Alto: materiales que pueden arder con rapidez o produzcan vapores tóxicos y/o exista la posibilidad de explosión.

El sistema contra incendios debe proteger las siguientes áreas de riesgo:

- Tanque de lavado o almacenamiento.
- Múltiples de producción.
- Separadores.
- Área de bombas.
- Áreas de generación.
- Áreas de almacenamiento de combustible.
- Cuartos de control eléctrico.
- Áreas de bodega y oficinas.
- Áreas habitadas propias.

Antes de realizar un diseño de sistema contra incendios hay que identificar y analizar riesgos.

**CUADRO 2.24**  
**ESCALA DE RIESGOS**

ESCALA DE RIESGOS	
I	Daños internos en el equipo
II	Inicio de estado latente
III	Fuego localizado
IV	Fuego con tendencia a propagarse
V	Fuego intenso o explosión

Fuente: Rodríguez Eduardo. Diseño y optimización de un sistema fijo contra incendio de la estación de producción Cuyabeno

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

Las áreas de mayor riesgo son los tanques de almacenamiento de hidrocarburo, separadores de producción y compresores de gas con escala del III al IV.

Los sectores de riesgo carecen de sensores de detección de llama y gases de hidrocarburo.

Actualmente las válvulas del sistema son manipuladas manualmente implicando tiempo adicional en la respuesta de las emergencias.

### **2.2.9 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS**

El Sistema de Inyección de Químicos se da en cuatro áreas, las cuales son: separadores de producción, múltiples de producción, sistema de power oil, tanque de lavado.

Para cada producto químico la estación cuenta con tanques de 1000 litros de capacidad, y bombas de desplazamiento positivo para circular el químico a su destino con potencia de ¼ HP.

**CUADRO 2.25**  
**ESPECIFICACIONES DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS**

<b>Sistema de Inyección de Químicos</b>	<b>Químico</b>	<b>Nombre Comercial</b>	<b>Bomba</b>
<b>Separadores de Producción</b>	Antiespumante	ANTIFOAM-820	BQ-01
	Demulsificante	DEMULBREAK-95	BQ-02
	Anti parafínico	ANTI PF-908	
<b>Múltiples de Producción</b>	Dispersante de Sólido		BQ-03
	Antiespumante		BQ-04
	Dispersante de Parafina		BQ-05
	Demulsificante		
<b>Sistema de Power Oil</b>	Antiescala	MX 453	BQ-06
	Antiparafínico	ANTI PF-908 XXT-350	
		PROTERQUÍN-860	BQ-07
			BQ-08
<b>Tanque de Lavado</b>	Anticorrosivo	CRW-102	BQ-09
	Antiescala	CALNOX-3097	BQ-10

FUENTE: Petroproducción PPR-ES-CCY-P-PID-B-008 1-2

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

### **2.2.10 SISTEMA DE RECEPCIÓN Y LANZAMIENTO DE LIMPIADORES DE TUBERÍA**

Para limpieza de tubería se envía el raspador desde los campos VHR y Sansahuari, en Cuyabeno se cuenta con los receptores SK-05 y SK-06.

**CUADRO 2.26****ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE RECEPCIÓN Y LANZAMIENTO DE LIMPIADORES DE TUBERÍA**

<b>Recibidor de Chancho de Crudo</b>	<b>Diámetro Cilindro Mayor (in)</b>	<b>Diámetro Cilindro Menor (in)</b>	<b>ANSI</b>	<b>Tramo</b>
<b>SK-05</b>	10	8	600	VHR - Cuyabeno
<b>SK-06</b>	8	6	600	Sansahuari - Cuyabeno

FUENTE: Petroproducción PPR-ES-CCY-P-PID-B-015 1-1

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

**2.2.11 GENERADORES DE ELECTRICIDAD**

Los generadores en Cuyabeno abastecen todos los requerimientos de operación mediante motores de combustión. La potencia total instalada es de 4445 Kw. y el consumo promedio es de 2280 Kw.

**CUADRO 2.27****ESPECIFICACIONES DE LOS GRUPOS ELECTROGENOS**

<b>Marca</b>	<b>RPM</b>	<b>KW</b>
<b>8 Generadores CAT</b>	1800	635
<b>1 Generador CAT</b>	1800	910

FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

Los 8 generadores de 635 Kw. funcionan con motores 3412C con potencia de 1039 HP, el generador de 910 Kw. utiliza un motor 3508 de 1234 HP.

Se usan:

- Generadores para la alimentación de energía eléctrica hacia la estación.
- Generadores para general energía eléctrica al campamento.
- Generadores para el sistema de reinyección de agua.

## **2.3 EVALUACIÓN DE LOS EQUIPOS**

Los equipos están diseñados para manejar un fluido como un flujo incompresible; consecuentemente el tratamiento de un fluido que esté lejos de las condiciones de diseño atentará la eficiencia de operación, disminuyendo de esta manera el tiempo de vida de los mismos.

El estado general de los equipos es bueno.

### **2.3.1 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO**

El sistema de almacenamiento consta de los tanques de lavado, reposo y oleoducto, actualmente ninguno de los tanques posee protección catódica, y la limpieza de los mismo está en un margen del 90% excepto para el tanque de oleoducto TO-02 que es del 70%.

El tanque de reposo posee techo cónico, el mismo que se encuentra en mal estado.

El tanque de lavado presenta corrosión interna en el techo y en varios anillos. Los demás tanques se encuentran en buenas condiciones y trabajan normalmente.

### **2.3.2 LÍNEAS PRINCIPALES DE OLEODUCTO Y TRANSFERENCIA**

El punto de entrega es la estación central de Lago Agrio, la longitud es de 107 Km, diámetro de 10", cédula 40 y dos puntos de prueba.

Esta tubería tiene un tramo mixto entre líneas aéreas y enterradas, tiene protección catódica únicamente a los tramos que están enterrados.

Los marcos H y las tuberías se encuentran en buen estado.

### **2.3.3 MÚLTIPLES**

Posee 23 entradas en operación, posee iluminación y las válvulas se encuentran en buen estado.

### **2.3.4 SEPARADORES**

El separador FWKO esta controlado bajo PLC mientras que los 2 separadores bifásicos actuales están controlados con sistema neumático, no posee extintores ni monitores. Los tres separadores de producción trabajan normalmente y se encuentran en buen estado, mientras que el separador de prueba presenta altos niveles corrosivos.

### **2.3.5 BOTA DE GAS**

El recubrimiento de la pintura externa se encuentra en malas condiciones, no posee instrumentos de medición.

### **2.3.6 SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO**

Los equipos que generan energía a la estación de producción y proveen presión suficiente a la planta de power oil, no han sido mantenidos eficazmente con repuestos originales, por lo que ha disminuido la vida útil de los equipos.

Se han presentado problemas con la falta de abastecimiento del volumen necesario de inyección de fluido motriz, evitando el funcionamiento de unidades de alta presión ocasionando cierre de pozos y disminución de la producción.

### **2.3.7 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA**

Tanques de pulido, bombas centrifugas y bombas de alta presión se encuentran en buen estado, todas las bombas usan motor eléctrico.

## CAPÍTULO 3

# REDISEÑO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

### 3.1 SEPARADORES

A continuación se analizará si los separadores que dispone la estación Cuyabeno funcionarán óptimamente hasta el año 2021.

En el cuadro 3.1 se presenta la clasificación de los separadores con sus características respectivas, esto permite decidir que tipo de separador usar.

La estación Cuyabeno posee separadores horizontales porque además de ser más económicos son más óptimos que los separadores verticales desde el punto de vista del proceso, es decir no hay interferencia en el paso de las partículas de gas, y las partículas de líquido caen en forma perpendicular ya que el área de interfase es superior en el separador horizontal, sin embargo el separador vertical podría usarse en áreas con espacio restringido.

Seleccionar un separador bifásico de un trifásico depende de las características de flujo esperado de los pozos, si se espera grandes cantidades de agua y de gas conviene usar un separador trifásico, si se maneja grandes cantidades de agua y bajo caudal de gas se prefiere un free water Knockout y separadores bifásicos cuando el volumen de gas varía y en presencia de altas emulsiones.



**CUADRO 3.1**  
**CLASIFICACIÓN DE SEPARADORES**

<b>Por Su Configuración</b>		
<b>Tipo</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<b>Verticales</b>	Maneja alto nivel de líquido Maneja altas cantidades de arena No tiende a vaporizar el líquido	Dificulta el transporte y mantenimiento de válvulas y accesorios
<b>Horizontales</b>	Menor costo Mantiene mayor calor evitando la depositación de parafina Maneja petróleo espumoso y emulsiones Altas cantidades de gas con menor tamaño	Mayor espacio para la instalación No maneja sólidos
<b>Por Su Función</b>		
<b>Tipo</b>	<b>Fases</b>	
<b>Bifásico</b>	Líquido - Gas	
<b>Trifásico</b>	Agua – Petróleo y Gas	
<b>Knockout</b> <b>Free Water Knockout</b> <b>Total Liquid Knockout</b>	Petróleo – Gas y altos porcentajes de Agua	

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

La producción de cada pozo es importante ya que en base a sus características de producción de fluido se los dirige hacia el respectivo separador, además influirá en el tiempo de retención, el mismo que varía dependiendo del caudal que ingrese a cada separador. El tiempo de retención es influyente, con él sabremos si se tiene una buena separación, al aumentar el caudal de líquido para el que fue diseñado hace que el tiempo de retención disminuya bajando la efectividad de la separación.

**CUADRO 3.2****PRODUCCIÓN ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CUYABENO**

Pozo	Fecha	Arena	Tipo de Levantamiento	Petróleo (BPPD)	Agua (BAPD)	BSW (%)
<b>CUY - 02</b>	01/11/09	Us	BH JET	34	1383	97.6
<b>CUY - 03</b>	01/12/09	T	BH JET	306	1104	78.3
<b>CUY - 06</b>	02/12/09	Us	BH PISTÓN	252	685	73.1
<b>CUY - 07</b>	29/11/09	Ui	BH JET	214	781	78.5
<b>CUY - 08</b>	29/11/09	Ui	BH JET	533	1268	70.4
<b>CUY - 09</b>	2/12/09	Ui	BH JET	201	555	73.4
<b>CUY - 10</b>	25/11/09	Ui	BH JET	192	993	83.8
<b>CUY - 11</b>	25/11/09	Ui	BH JET	209	1691	89
<b>CUY - 12</b>	26/11/09	Us	BH JET	117	294	71.5
<b>CUY - 14</b>	27/11/09	Us	BES	571	1468	72
<b>CUY - 15</b>	19/11/09	Us + Ui	BH JET	213	1706	88.9
<b>CUY - 16</b>	30/11/09	Ui	BH PISTÓN	159	602	79.1
<b>CUY - 19</b>	22/11/09	Us	BH JET	183	638	77.7
<b>CUY - 20</b>	20/11/09	T	BH PISTÓN	178	436	71
<b>CUY - 21</b>	30/11/09	Ui	BES	357	2023	85
<b>CUY - 22</b>	25/11/09	Ts	BES	941	1411.5	60
<b>CUY - 23</b>	01/02/09	Ui	BES	557	3422	86
<b>CUY-24D</b>	13/09/09	Ui	BES	488	1952	80
<b>CUY-24D*</b>	1/12/09	Us	BES	614	523	46
<b>CUY - 25</b>	21/11/09	Ui	BES	240	1760	88
<b>CUY - 26</b>	28/11/09	Ui +Um	BES	144	1056	88
<b>CUY - 27</b>	28/11/09	Ui	BES	279	2046	88
<b>CUY - 28D</b>	29/11/09	Ui	BH JET	385	744	65.9

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

Actualmente se tiene una producción de 35014 BFPD, 8127 BPPD y 26887 BAPD, el separador trifásico FWKO recibe fluido de los 11 pozos que tienen el porcentaje de BS&W mayor a 79%, la producción restante se divide entre los dos separadores bifásicos, los separadores de producción reciben también el petróleo usado como fluido motriz en el sistema de power oil. El separador de prueba recibe fluido de un solo pozo, durante el tiempo que se lo esté probando.

La capacidad del FWKO actual es de 35000 BFPD, 20000 BPPD, 15000 BAPD y 2.2 MM PCSPD, así como dos separadores bifásicos que pueden manejar 10000 y 15000 BFPD, valores especificados en PI&D, manejando tranquilamente la producción actual con la distribución de pozos a los separadores antes mencionada.

### 3.1.1 ANÁLISIS DE LOS SEPARADORES BIFÁSICOS

En la sección gravitacional, las partículas de líquido son removidas usando la fuerza gravitacional y caerán a una velocidad terminal o de asentamiento, a esta velocidad la fuerza de gravedad es igual a la fuerza de arrastre que permite el movimiento de la fase continua de gas. Si el flujo alrededor de la partícula es laminar, gobierna la ley de Stokes y la velocidad terminal estaría dada por:

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta SG) d_m^2}{\mu} \quad (3.1)$$

Donde:

$V_t$  = Velocidad de asentamiento de la partícula, (ft/s).

$\Delta SG$  = Diferencia de gravedades específicas entre la partícula de líquido y gas.

$d_m$  = Diámetro de la partícula de líquido, (micrones).

$\mu$  = Viscosidad del gas, (cp).

En facilidades de producción se tiene flujo turbulento, la velocidad terminal será:

$$V_t = 0.0119 \left[ \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} \quad (3.2)$$

Donde:

$V_t$  = Velocidad de asentamiento de la partícula, (ft/s).

$\rho_l$  = Densidad del líquido, (lb/ft<sup>3</sup>).

$\rho_g$  = Densidad del gas, (lb/ft<sup>3</sup>).

$C_D$  = Coeficiente de arrastre.

$d_m$  = Diámetro de la partícula de líquido, (micrones).

### 3.1.1.1 Tamaño de la Partícula

Para la aplicación de las ecuaciones de asentamiento en el diseño del separador, el tamaño de la partícula a ser removida debe ser determinado. Experiencias de campo muestran que el extractor de neblina captura partículas de 10 a 140 micrones de diámetro. Partículas entre 400 y 500 micrones de diámetro se asientan por gravedad sin inconveniente.

### 3.1.1.2 Tiempo de Retención

El tiempo de retención es el tiempo que requieren las partículas de líquido en ser retenidas en el recipiente para que lleguen a un equilibrio con las partículas de gas y ocurra asentamiento por gravedad.

Para la mayoría de aplicaciones el tiempo de retención entre 30 segundos y 3 minutos pueden ser suficientes. Cuando existe presencia de espuma en el crudo,

el tiempo es cuatro veces más los considerados. En ausencia de datos de laboratorio el cuadro 3.3 puede ser usado.

La fig. 3.1 representa un recipiente de dimensiones  $L_{SS}$  y  $d$  (longitud de costura a costura y diámetro), el cual está lleno de líquido hasta una altura  $\beta d$  ocupando un área  $\alpha A$ , siendo ese volumen para la capacidad del líquido; y el volumen restante para la capacidad del gas.

$L_{eff}$  (longitud efectiva) representa la distancia entre el bafle deflector y el extractor de neblina.

### CUADRO 3.3

#### TIEMPOS DE RETENCIÓN PARA SEPARADORES DE DOS FASES

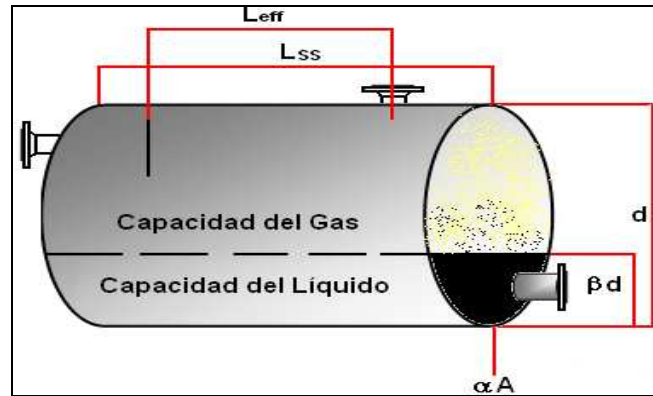
Tiempo de Retención para Separadores de Dos Fases	
°API	Tiempo de Retención (min)
35	0.5 a 1
30	2
25	3
20	4
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Si existe espuma, incrementar el tiempo de retención por un factor de 2 a 4.</li> <li>➤ Si la cantidad de CO<sub>2</sub> existente es alta, use un mínimo de 5 minutos como tiempo de retención.</li> </ul>	

FUENTE: Arnold, K., y Maurice Stewart. (2008). Surface Production Operations, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

El porcentaje de CO<sub>2</sub> del campo Cuyabeno es del 28.66%, así se debe utilizar un tiempo mínimo de retención de 5 minutos, agentes antiespumantes son inyectados a la entrada del manifold, sin embargo por su alto costo es preferible aumentar el tiempo de retención en los separadores para tratar de eliminar el problema de espuma.

**FIGURA 3.1**  
**DIMENSIONES DE UN SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL**



FUENTE: Arnold, K., y Maurice Stewart. (2008). Surface Production Operations, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

El separador bifásico horizontal se considera que está lleno 50% de líquido y 50% de gas, esto permite además considerar la posibilidad de que estos equipos puedan ser trasladados a otros campos.

### 3.1.1.3 Capacidad del Gas

Las ecuaciones de la capacidad del gas se basan en que el tiempo que toma el gas en desplazarse hasta el extractor de neblina y el tiempo que toma una partícula de líquido en precipitarse a la fase líquida son iguales.

La siguiente ecuación determina el tamaño del separador horizontal, basado en el manejo de la capacidad del gas.

$$d^* L_{\text{eff}} = \left( \frac{1-\beta}{1-\alpha} \right) \left[ \frac{T^* Z^* Q_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2} \quad (3.3)$$

Donde:

- d = Diámetro del separador, (in)
- $L_{\text{eff}}$  = Longitud efectiva del separador, (ft)
- T = Temperatura de operación, (°R)
- Z = Factor de compresibilidad del gas
- $Q_g$  = Caudal del gas, (MMSCFD)
- P = Presión de operación (Psi)
- $C_D$  = Coeficiente de arrastre
- $d_m$  = Diámetro de la partícula, (micrones)
- $\rho_l$  = Densidad del líquido, (lb/ft<sup>3</sup>)
- $\rho_g$  = Densidad del gas, (lb/ft<sup>3</sup>)
- $\frac{1-\beta}{1-\alpha}$  = Constante de diseño
- $\alpha$  = Fracción del área que ocupa el líquido en el recipiente
- $\beta$  = Fracción del diámetro que ocupa el líquido en el recipiente

#### 3.1.1.4 Capacidad de Líquido

La siguiente ecuación se utiliza en el diseño del tamaño del separador horizontal:

$$d^2 L_{\text{eff}} = \frac{1}{\alpha} * \frac{t_r Q_l}{1.4} \quad (3.4)$$

Donde:

- d = Diámetro interno del separador, (in).
- $L_{\text{eff}}$  = Longitud efectiva, (ft).
- $t_r$  = Tiempo de retención elegido, (min).
- $Q_l$  = Caudal de líquido, (BPD).
- $\alpha$  = Fracción del área que ocupa el líquido en el recipiente.

### 3.1.1.5 Longitud de Costura a Costura

La longitud efectiva se puede calcular de las ecuaciones 3.3 y 3.4. De esto se puede determinar una longitud de costura a costura, la cual depende del diseño físico interno del separador.

En la zona de capacidad de gas, una porción de la longitud es requerida para que el flujo entrante al separador se dirija al bafle deflector, otra porción es requerida para el extractor de neblina.

La longitud entre el bafle deflector y el extractor de neblina es la longitud efectiva calculada de las ecuación 3.3 con un flujo regular.

Basándose en estos conceptos la longitud de costura a costura se puede determinar de la siguiente manera.

Para la capacidad del gas:

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad (3.5)$$

Donde:

$L_{ss}$  = Longitud de costura a costura, (ft)

$L_{eff}$  = Longitud efectiva, (ft)

$d$  = Diámetro interno del separador, (in)

Para la capacidad de líquido, una porción de la longitud es requerida para la distribución de flujo y la salida de líquido.

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad (3.6)$$



### 3.1.1.6 Relación de Slenderness

Las ecuaciones 3.3 y 3.4 resultarán en varias relaciones de diámetro y longitud. Para cada diseño, existe una combinación de  $L_{\text{eff}}$  y  $d$  que minimizará los costos del recipiente. Esto puede ser con diámetros más pequeños.

La relación de slenderness permite establecer un diámetro y una longitud de costura a costura que minimice el costo del recipiente así como evitar turbulencias cuando las velocidades son muy altas al escoger un recipiente muy pequeño o la formación de olas cuando los recipientes son muy largos.

Relación sugerida de Slenderness:

$$\frac{12 * L_{\text{eff}}}{d} = [3,4] \quad (3.7)$$

Donde:

$L_{\text{eff}}$  = Longitud efectiva, ft

$d$  = Diámetro interno del separador, in

Procedimiento de Diseño:

- Establecer las condiciones básicas, esto incluye los caudales máximos y mínimos, presiones y temperatura de operación, tamaño de partícula a ser removido, etc.
- En el caso de un diseño 50% lleno de líquido, el factor de diseño  $(1-\beta)/(1-\alpha)$  es 420 en la ecuación 3.3 y se lo halla de las graficas del anexo No. 3.
- Preparar una tabla con los valores de  $L_{\text{eff}}$  y  $d$  que satisfaga las ecuación 3.3 y 3.4.

- Con la  $L_{eff}$  para capacidad de gas y la  $L_{eff}$  para capacidad de líquido, utilizar la ecuación 3.5 y 3.6 respectivamente para calcular  $L_{SS}$ .
- Calcular la relación de Slenderness con la ecuación 3.7 y escoger las relaciones dentro del rango de 3 a 4.
- Predomina la sección de diseño que de acuerdo a la relación de Slenderness tenga valores de diámetro y  $L_{SS}$  mayores.

### CUADRO 3.4

#### DATOS PARA DISEÑO DE SEPARADOR BIFÁSICO

<b>Gravedad específica del gas</b>	1.162	
<b>API</b>	25.8	
<b>Presión de operación</b>	22	psi
<b>Temperatura de operación</b>	100	°F
<b>Diámetro de la partícula</b>	155	micrones

Fuente: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

Debido a la baja cantidad de gas presente en el campo Cuyabeno, 2.2 MMPCSPD como máxima producción, los cálculos para la capacidad del gas en el separador bifásico se omiten, pues no influyen en la elección del tamaño de separador, siendo por lo tanto la capacidad de líquido la que determina el tamaño del equipo, esto se demuestra en el ejemplo de cálculo del separador bifásico de prueba en el anexo No 5.

### CUADRO 3.5

#### DIMENSIONAMIENTO DE SEPARADORES BIFÁSICOS HORIZONTALES ACTUALES

Separador	Caudal (BFPD)	tr (min)	Diámetro (in)	Leff (ft)	Ls/s (ft)	Relación de Slenderness	
SP-01	15000	5	78	17,6	23,5	3,6	
		6	84	18,2	24,3	3,4	
		<b>Especificaciones Actuales</b>					
		5,43	84	-	22	3,1	
SP-02	10000	5	66	16,4	21,8	3,9	
			72	13,7	18,3	3,06	
		6	72	16,5	22	3,6	
		7	78	16,4	21,9	3,3	
		<b>Especificaciones Actuales</b>					
		7.62	72	-	28	4.6	
ST-01	5000	5	54	12,2	16,3	3,6	
		6	60	11,9	15,8	3,1	
		<b>Especificaciones Actuales</b>					
		5.44	72	-	10	1,66	

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

Con los valores obtenidos, cuadro 3.5, se puede notar que si el tiempo de retención aumenta, el tamaño del separador también lo hace. Observando los resultados presentados del separador SP-01 se puede concluir que el tamaño actual del separador cumple las expectativas de diseño para un caudal de 15000 BFPD que representa alrededor del 38% de un caudal máximo de 39210 BFPD correspondientes al año 2011.

El separador bifásico SP-02, con un caudal de 10000 BFPD, no cumple la relación de Slenderness, habría que aumentar su diámetro y disminuir su longitud para

que esto se de, de esta manera se puede concluir que este separador puede presentar problemas de turbulencia.

El caudal de agua libre irá aumentando con el transcurrir del tiempo, se proyecta un decrecimiento en el caudal de gas y los separadores bifásicos son más recomendables cuando se maneja cantidades de gas considerables con bajas cantidades de agua libre.

Para optimizar los separadores no se recomienda continuar con el uso de separadores bifásicos, incluso SP-02 no cumple expectativas de diseño, además el que vaya agua libre a la bota de gas y posteriormente al tanque de lavado disminuye el tiempo de retención de esos equipos, afectando la eficiencia del proceso.

El cuadro 3.2 muestra los caudales de producción de cada pozo, siendo el pozo Cuyabeno 23 el de mayor aporte, 3979 BFPD (petróleo + agua), la capacidad de 5000 bbl del separador de prueba ST-01 es suficiente para abarcar dicho caudal. En este caso ocurre algo similar a lo acontecido en SP-02, no cumple la relación de Slenderness provocando turbulencias, se deberá modificar su tamaño para lograr una mayor eficiencia a un diámetro de 60 in x 16 ft de longitud y con un tiempo de retención de 6 minutos.

En el anexo No. 5 se presenta el rediseño del separador de prueba ST-01, ya que es norma de Petroecuador que sus separadores de prueba sean de 5000 barriles y bifásicos, sin embargo más adelante se recomienda un diseño del separador de prueba como trifásico por los altos porcentajes de agua que existen e irán aumentando hasta el año 2021.

### **3.1.2 ANÁLISIS DE SEPARADOR TRIFÁSICO Y DESHIDRATADOR DE AGUA LIBRE (FREE WATER KNOCKOUT)**

El separador trifásico y el free water están diseñados para separar y remover el agua libre de una mezcla de petróleo y agua, así como el gas que viene en el líquido. Si estas partículas de agua libre alcanzan el fondo en 3 o 10 minutos el separador será un free water knockout.

El FWKO del campo Cuyabeno actualmente separa gran cantidad de agua libre, sin embargo a la salida del agua esta se vuelve a mezclar con el hidrocarburo disminuyendo la efectividad de separación especialmente porque los niveles de agua actuales aunque se tenga un promedio general del 77% de BS&W del campo 10 pozos de los 22 pozos que producen actualmente están sobre el 80% de BS&W y las proyecciones al año 2021 muestran que el promedio de BS&W del campo subirá del 77% al 84% aproximadamente pudiendo así tener altos niveles de agua libre o fluido con bajas emulsiones.

Funcionando el separador trifásico como tal a más de aprovechar al equipo se lograría una mejor separación, que enviar la mezcla de fluidos directamente a la bota de gas, además hay que mantener controlado el nivel respectivo de cada fluido dentro del separador para lograr dicho objetivo.

La producción máxima de fluido que se tendrá entre el periodo 2009 – 2021 se da en el año 2011 con una producción de 39210 BFPD, 10999 BPPD, 2.2 MPCSPD y 28211 BAPD, a esto se debe incluir los 11657 BPPD de fluido motriz que se estarán recirculando a esa fecha, en base a este dato se realizará el análisis más adelante. Además se considerará que actualmente se envía al separador trifásico los pozos con BS%W mayores a 79% y hasta el año 2021 los niveles de agua subirán al 84% por lo tanto lo más conveniente será tener únicamente separadores trifásicos.

### 3.1.2.1 Sección de Asentamiento Gravitacional del Separador Trifásico

La capacidad de manejo de gas se basa en los mismos principios del separador bifásico, esta sección está regida por la ecuación 3.3 donde  $\alpha$  y  $\beta$  son constantes de diseño, estas son halladas de la figura 1 que se muestra en el anexo No. 3, y va a depender del espesor de líquido que se escoja de acuerdo a la cantidad de fluido producido, en este caso se ha escogido 50% líquido y 50% gas, teniendo así la posibilidad de que este separador pueda ser trasladado a otra estación si así se lo requiere.

#### CUADRO 3.6

#### DATOS PARA EL DISEÑO DEL SEPARADOR TRIFÁSICO

<b>Temperatura de operación</b>	100	°F
<b>Presión de operación</b>	23	Psia
<b>API</b>	25,8	°API
<b>Diámetro de la partícula de líquido</b>	155	micrones
<b>Tiempo de retención oil</b>	8,46	minutos
<b>Tiempo de retención agua</b>	8,46	minutos
<b>Factor de desviación del gas (z)</b>	0.994	-
<b>Viscosidad del petróleo</b>	3,07	cp
<b>Viscosidad del agua</b>	1,003	cp
<b>Viscosidad del gas</b>	0,0121	cp
<b>Gravedad específica del aire (S)</b>	1	-
<b>Gravedad específica del gas</b>	1,162	-
<b>Gravedad específica del agua</b>	1,03	-

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

### 3.1.2.2 Sección de Recolección de Líquidos del Separador Trifásico

Para este caso la ley de Stokes es aplicada para separar gotas de agua que se encuentran en el petróleo, caso contrario el agua al ser un medio menos viscoso permitirá que la velocidad terminal de las gotas de petróleo que se encuentran en ella sean mayores consiguiendo un tiempo de retención menor al tiempo que se necesita para separar partículas de agua en el petróleo, consecuentemente a la salida de petróleo se tendrá mayor porcentaje de agua emulsionada.

El tiempo de retención para un separador trifásico será aquel necesario para que las partículas de agua con un determinado tamaño alcancen su coalescencia y se separen por gravedad del petróleo, así como el petróleo tenga un determinado volumen almacenado y alcance equilibrio para que se pueda liberar el gas.

La ecuación de diseño usada en esta sección se basa en el tiempo de retención.

$$d^2 * L_{\text{eff}} = \frac{t_{\text{ro}} Q_o + t_{\text{rw}} Q_w}{\alpha * 1.4} \quad (3.8)$$

Donde:

$d$  = Diámetro del separador, (in).

$L_{\text{eff}}$  = Longitud efectiva del separador, (ft).

$t_{\text{ro}}$  = Tiempo de retención del petróleo, (min).

$t_{\text{rw}}$  = Tiempo de retención del agua, (min).

$Q_o$  = Caudal de petróleo, (BPD).

$Q_w$  = Caudal de agua, (BPD).

$\alpha$  = Fracción del área que ocupa el líquido en el recipiente.

El valor de  $\alpha$  es encontrado a partir de la grafica No 2 del anexo 3, y va a variar de acuerdo al espesor de líquido que escojamos según el requerimiento de líquido o gas que se tenga, en este caso 50% líquido.

Se indica en planos PI&D que el separador bifásico SP-02 será reemplazado por un trifásico de la misma capacidad que el Free Water actual, por lo tanto estos dos separadores trifásicos abastecerán tranquilamente la producción hasta el año 2021, recomendado que este reemplazo sea inmediato así como retirar al separador bifásico SP-01.

Se aconseja retirar al separador bifásico SP-01 ya que su capacidad es pequeña de 15000 BFPD en consideración a la máxima producción, además se podrá manejar esta producción tranquilamente con 2 separadores trifásicos de 35000 BPD cada uno, inclusive porque los niveles de agua están creciendo por lo tanto sería más efectiva la separación usando únicamente separadores trifásicos.

A continuación se realizará el diseño del separador trifásico que reemplazará a separador bifásico SP-02, usando los datos de la tabla 3.1 y sabiendo que será de la misma capacidad 35000 BPD del FWKO actual, sin embargo al tener actualmente altos niveles de agua y que a la vez se incrementarán a futuro se lo diseñará para que el nivel de líquido sea ocupado en mayor porcentaje por el agua, así este nuevo separador manejará 20000 BAPD y 15000 BPPD.

Para la sección de capacidad de gas se halla la densidad de gas con la ecuación 3.9 obteniendo un valor de 0.11 lb/ft<sup>3</sup>.

$$\rho_g = 2.7 \frac{S * P}{T * Z} \quad (3.9)$$

El cálculo del coeficiente de arrastre se lo realiza mediante un cálculo iterativo, este se encuentra en el anexo No. 4, obteniendo un valor de  $C_D$  igual a 2.9.

Usando la ecuación 3.3 y datos de tabla 3.6 se halla los diferentes valores de longitud para esta sección. Los valores de diámetros son asumidos en fracciones de medio pie.

La longitud de costura a costura es hallada con la ecuación 3.5.



**CUADRO 3.7****DIÁMETRO Y LONGITUD PARA LA SECCIÓN DE GAS, SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO**

<b>d (in) Asumido</b>	<b>Leff (ft)</b>	<b>Ls/s (ft)</b>	<b>L/d</b>
18	7,65	9,15	6,1
<b>24</b>	<b>5,74</b>	<b>7,74</b>	<b>3,9</b>
30	4,59	7,09	2,8
36	3,82	6,82	2,3
42	3,28	6,78	1,9
48	2,87	6,87	1,7
54	2,55	7,05	1,6
60	2,29	7,29	1,5
66	2,09	7,59	1,4
72	1,91	7,91	1,3

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

Utilizando la relación de Slenderness, valores de  $L/d$  entre 3 y 5, para separadores trifásicos, se requiere un separador con un diámetro de 24 in y una longitud de 8 ft para manejar 2.2 MMPCSPD de gas.

Para la sección de capacidad de líquido se asumió diámetros y se utilizó la ecuación 3.8 y 3.6 con un nivel de líquido del 50%, se consideró que los tiempos de retención del agua y el petróleo son los mismos, y manejará 15000 BPPD y 20000 BAPD, los resultados se indican en la tabla 3.8.

Según Slenderness las dimensiones apropiadas para la sección de recolección de líquido serán de 120 in de diámetro y 40 ft de longitud de costura a costura. Como se puede apreciar son las mismas dimensiones del separador trifásico actual.

Para este caso la capacidad de líquido predomina en el diseño, ya que necesita mayor longitud y diámetro que la capacidad de gas para manejar la producción de agua y petróleo. Así este separador podrá manejar hasta 58 MMPCSPD.

**CUADRO 3.8****DIÁMETRO Y LONGITUD PARA LA SECCIÓN DE LÍQUIDO, SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO**

<b>d (in) Asumido</b>	<b>Leff (ft)</b>	<b>Ls/s (ft)</b>	<b>L/d</b>
60	117,50	156,67	31,333
66	97,11	129,48	23,541
72	81,60	108,80	18,132
78	69,53	92,70	14,261
84	59,95	79,93	11,418
90	52,22	69,63	9,283
96	45,90	61,20	7,649
102	40,66	54,21	6,377
108	36,27	48,35	5,372
114	32,55	43,40	4,568
120	29,38	39,17	3,916
126	26,64	35,53	3,383

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

Al tener dos separadores trifásicos unificados, el FWKO actual y el que se implementará, podrán manejar 35000 BPPD y 35000 BAPD, que son suficientes para operar óptimamente hasta el año 2021, sabiendo que la máxima producción de petróleo es 22656 BPPD incluyendo fluido motriz y 28211 BAPD en el año 2011.

Cabe recalcar que el FWKO actual maneja 35000 BFPD con 20000 BPPD y 15000 BAPD y el separador trifásico que se implementará posee la misma capacidad de 35000 BFPD pero para manejar 15000 BPPD y 20000 BAPD.

En el caso de que exista alguna contingencia y se deba trabajar con un solo separador, este tendrá que abarcar la máxima producción total de 50867 BPD afectando así el tiempo de retención el cual bajaría de 8.46 minutos a 5.82 minutos, sin embargo esto no sería por mucho tiempo, y resultaría mejor que tener a otro separador más que lo reemplace y que luego de la contingencia se tenga un sobredimensionamiento.

El separador de prueba ST-01 de 5000 BFPD bifásico se recomienda cambiarlo por un trifásico, con la misma capacidad ya que el pozo que mayor producción tiene es el Cuyabeno 23 con aproximadamente 4000 BFPD, por los altos porcentajes de agua existentes, y en el momento de probar a los pozos con bajo BS&W que son únicamente 2, Cuyabeno 24D y 28D cerrar la válvula de salida de agua y convertirlo en bifásico durante la prueba de esos pozos.

Las dimensiones del nuevo separador de prueba trifásico, para manejar 5000 BFPD y 0.34 MMPCSPD con GLR de 69.29 PCS/Bbl, usando datos del cuadro 3.6, ecuaciones 3.3, 3.5 (sección gas), 3.6 y 3.8 (sección líquido), se indican en los cuadros 3.9 y 3.10.

### CUADRO 3.9

#### DIÁMETRO Y LONGITUD SECCIÓN DE GAS, SEPARADOR DE PRUEBA

d (in) Asumido	Leff (ft)	Ls/s (ft)	L/d
12	1,77	2,77	2,8
18	1,18	2,68	1,8
24	0,89	2,89	1,4
30	0,71	3,21	1,3
36	0,59	3,59	1,2
42	0,51	4,01	1,1

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

### CUADRO 3.10

#### DIÁMETRO Y LONGITUD SECCIÓN DE LÍQUIDO, SEPARADOR PRUEBA

d (in) Asumido	Leff (ft)	Ls/s (ft)	L/d
36	46,63	62,17	20,723
42	34,26	45,68	13,050
48	26,23	34,97	8,742
54	20,72	27,63	6,140
60	16,79	22,38	4,476
66	13,87	18,50	3,363
72	11,66	15,54	2,590
78	9,93	13,24	2,037

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

De igual manera que el separador de producción trifásico, predomina la sección de recolección de líquidos, teniendo así un nuevo separador de prueba trifásico de 66 in de diámetro y 19 ft de longitud de costura a costura, con un tiempo de retención de 8.46 minutos. Además podrá manejar un caudal máximo de gas de 14.34 MMPCSPD, 3000 BAPD y 2000 BPPD.

### 3.1.2.3 Altura Máxima del Petróleo y Diámetro Máximo del Recipiente

La  $h_o$  del petróleo y la  $h_w$  del agua se escoge 50% de la altura total del líquido si el separador puede ser trasladado a otra estación, caso contrario se establece una  $h_o$  máxima dado por la ecuación 3.10, se escogerá este último caso ya que se trata de una optimización:

$$h_{o\max} = \frac{0.00128 * (t_r)_o (\Delta SG) * d_m^2}{\mu} \quad (3.10)$$

Donde:

$h_{o\max}$  = Altura máxima del petróleo, (in).

$t_{ro}$  = Tiempo de retención de petróleo, (min).

$\Delta SG$  = Variación de gravedad específica entre agua y petróleo.

$d_m$  = Diámetro de la partícula de agua, (micrones).

$\mu$  = Viscosidad de petróleo, (cp).

Utilizando la ecuación 3.10 y con datos del cuadro 3.6 la altura máxima del petróleo en el separador de producción trifásico será 41.4 in y del separador de prueba trifásico será 41.4 in, la altura máxima es la misma para ambos casos ya que la ecuación depende únicamente de las propiedades del fluido.

El área que ocupa el agua con respecto al área total de líquido esta dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{A_w}{A} = \alpha \frac{Q_w * t_{rw}}{Q_o * t_{ro} + Q_w * t_{rw}} \quad (3.11)$$

Donde:

$A_w$  = área de agua, (ft<sup>2</sup>).

$A$  = área total, (ft<sup>2</sup>).

$\alpha$  = Fracción del área que ocupa el líquido en el recipiente.

De esta manera se obtiene un valor de  $A_w/A$  igual a 0.285 para el separador de producción trifásico y para el separador de prueba trifásico un valor de 0.3.

Finalmente se podrá calcular el diámetro máximo del recipiente de:

$$d_{max} = \frac{h_{omax}}{\beta} \quad (3.12)$$

Donde:

$h_{omax}$  = Altura máxima de petróleo, (in).

$d_{max}$  = Diámetro máximo, (in).

$\beta$  = Coeficiente.

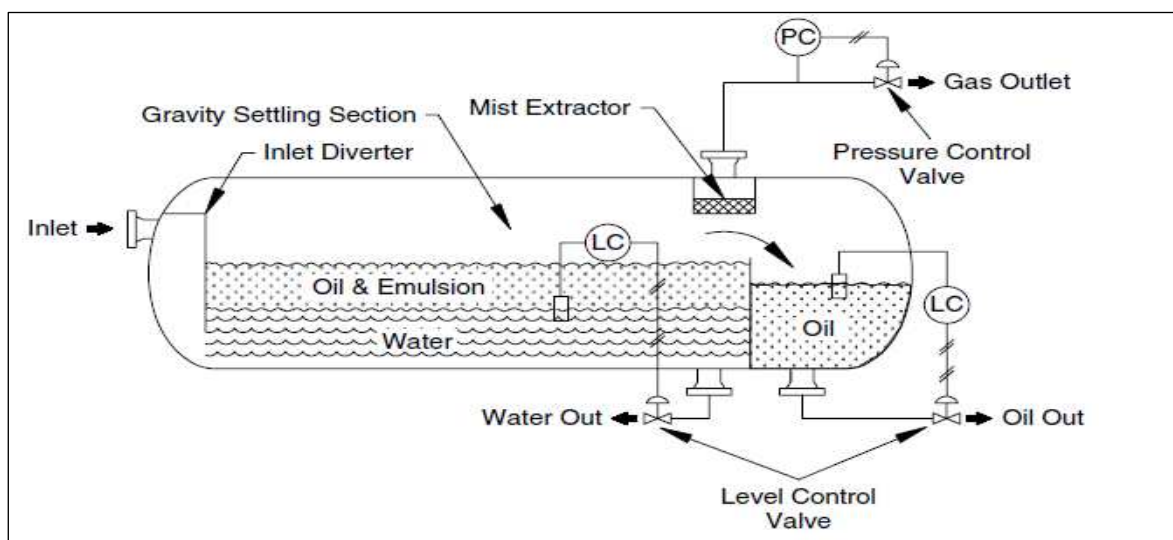
De la figura 3 del anexo No. 3 se obtiene el valor del coeficiente  $\beta$ , se obtuvo un diámetro máximo para separador de producción trifásico y de prueba de 180 in.

Comparando los valores de diámetros anteriormente calculados para los separadores de producción y prueba trifásico se demuestra que se encuentran dentro del límite del diámetro máximo.

### 3.1.2.4 Configuración del Separador Trifásico

Como se ve en la figura 3.2 esta configuración consta de una rejilla y un controlador de interfase que censa al espesor de interfase agua-petróleo, este envía una señal a la válvula controladora de nivel del vertedero de agua para así permitir la cantidad correcta de agua que debe dejar el recipiente para mantener el espesor de interfase de diseño, la altura del nivel de líquido será controlada mediante la altura de la rejilla.

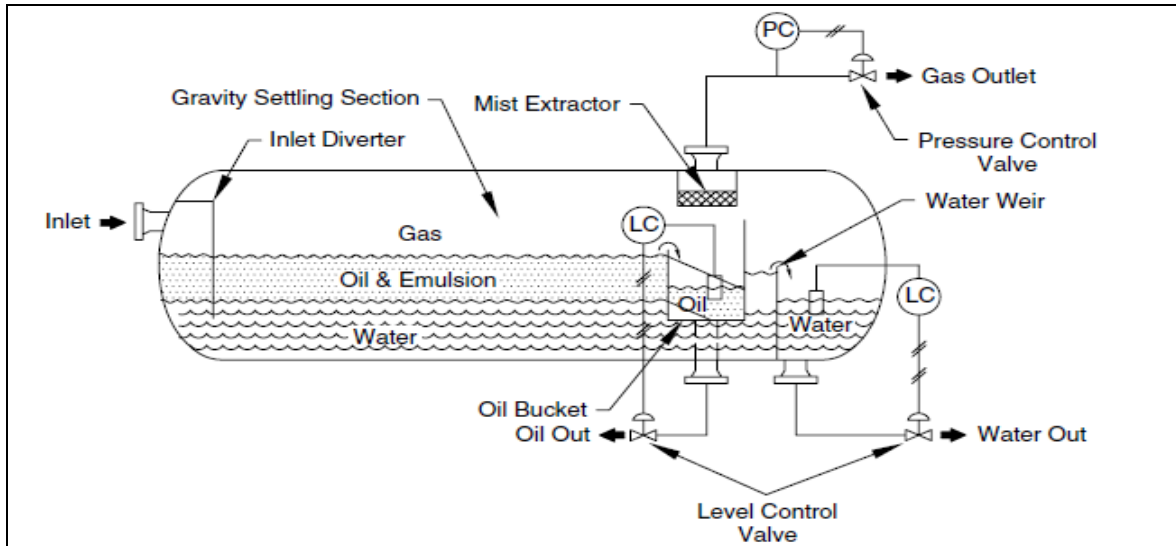
**FIGURA 3.2**  
**CONFIGURACIÓN DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO**



FUENTE: Arnold, K., y Maurice Stewart. (2008). Surface Production Operations, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

Con la configuración bucket and weir, mostrada en la figura 3.3 no se necesitará controlador de interfase ya que el agua y petróleo fluyen sobre diferentes rejillas, estas rejillas tienen una diferencia de alturas que permitirá controlar el espesor de la almohada de petróleo debido a la diferencia de gravedades específicas.

**FIGURA 3.3**  
**CONFIGURACIÓN DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO “BUCKET AND WEIR”**



FUENTE: Arnold, K., y Maurice Stewart. (2008). Surface Production Operations, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier

Para calcular la altura de la rejilla de agua se da mediante la siguiente ecuación:

$$H_{RA} = h_o + h_w - \Delta H \quad (3.13)$$

$$\Delta H = h_o \left( 1 - \frac{\rho_o}{\rho_w} \right) \quad (3.14)$$

Donde:

- $H_{RA}$  = Altura de la rejilla de agua (in).
- $h_o$  = Altura de diseño de petróleo (in).
- $h_w$  = Altura de diseño de agua (in)
- $\Delta H$  = Distancia debajo de la rejilla de petróleo (in).
- $\rho_o$  = Densidad de petróleo (lb/ft<sup>3</sup>).
- $\rho_w$  = Densidad de agua (lb/ft<sup>3</sup>).

Se prefiere una configuración con bolsillo y rejilla cuando se tiene altas ratas de agua con respecto al petróleo, diferencia de densidades pequeñas y cuando hay presencia de grandes emulsiones, parafinas y crudos pesados, si se tiene altas ratas de petróleo y diferencia de densidades altas, se prefiere una configuración con controlador de interfase y rejilla.

En el separador trifásico al manejar 15000 BPPD este representa el 43% del nivel del líquido es decir 26 in, está dentro del límite de la altura máxima que puede tener el petróleo de 41.4 in. Sabiendo que el líquido ocupa 60 in del diámetro total, quedando las 34 in restantes del nivel de líquido para manejar 20000 BAPD.

En el separador de prueba se lo diseñará para manejar 2000 BPPD este representa el 30% del nivel del líquido es decir 12 in, está dentro del límite de la altura máxima que puede tener el petróleo, sabiendo que el líquido ocupa 30 in del diámetro total, quedando las 18 in restantes del nivel de líquido para manejar 3000 BAPD, se prefirió mayor caudal de agua por los altos porcentajes de agua.

Como se mencionó anteriormente la configuración debe ser bolsillo y rejilla por las altas ratas de agua, usando las ecuaciones 3.13 y 3.14 se tiene que la  $H_{RA}$  para el separador de producción trifásico será de 56.7 in con una  $\Delta H$  de 3.29 in y para el separador de prueba la  $H_{RA}$  será de 28.48 in con una  $\Delta H$  de 1.52 in.

Y la altura del bolsillo de petróleo estará ubicada a la mitad del diámetro del recipiente ya que los equipos fueron diseñados para 50% gas y 50% líquido.



## 3.2 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE PETRÓLEO

### 3.2.1 ANÁLISIS DE LA BOTA DE GAS

La Bota de Gas puede ser considerada como un separador vertical, es así que la teoría de diseño descrita en la sección de separadores, puede aplicarse al diseño de este equipo.

#### 3.2.1.1 Capacidad de Gas

La siguiente ecuación representa el diámetro mínimo para el separador vertical.

$$d^2 = 5040 * \left[ \frac{TZQ_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.15)$$

Donde:

- d = Diámetro del separador, (in).
- T = Temperatura de operación, (°R).
- Z = Factor de compresibilidad del gas.
- Q<sub>g</sub> = Caudal del gas, (MMSCFD).
- P = Presión de operación (psi).
- C<sub>D</sub> = Coeficiente de arrastre.
- d<sub>m</sub> = Diámetro de la partícula, (micrones).
- ρ<sub>l</sub> = Densidad del líquido, (lb/ft<sup>3</sup>).
- ρ<sub>g</sub> = Densidad del gas, (lb/ft<sup>3</sup>).

### 3.2.1.2 Capacidad de Líquido

$$d^2h = \frac{t_r Q_l}{0.12} \quad (3.16)$$

Donde:

d = Diámetro del separador, (in).

h = Altura del separador, (in).

$t_r$  = Tiempo de retención, (min).

$Q_l$  = Caudal de líquido, (BPD).

### 3.2.1.3 Longitud de Costura a Costura

Para diámetros menores o iguales a 36 in.

$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12} \quad (3.17)$$

Para diámetros mayores a 36 in.

$$L_{ss} = \frac{h + d + 40}{12} \quad (3.18)$$

Donde:

d = Diámetro del separador, (in)

h = Altura del separador, (in)

### 3.2.1.4 Diseño de la Bota de Gas

Al tener una baja producción de gas en el campo, la capacidad de líquido es la que domina el diseño, demostrado con cálculos en el anexo No 6. La relación sugerida por Slenderness (3-4) también es aplicable a este caso.

Observando el cuadro 1.5, en el lapso de tiempo de 2010 a 2021, la máxima producción de petróleo es 10999 BPD al año 2011, además el campo procesará un máximo de 12671 BPD al año 2010 de fluido motriz en el sistema de power oil, lo que da un total de 23670 BPD esto considerando que los separadores trifásicos instalados no envíen agua libre, sino únicamente petróleo con bajo porcentaje de agua emulsionada (máximo 10%), considerando este porcentaje se obtiene 26500 BPD que deberá manejar la bota de gas.

Si la bota de gas recibiese agua libre esta pasaría directamente al tanque de lavado, perjudicando su tiempo de retención.

La bota de gas actual tiene una capacidad de 20000 bbl, la relación de Slenderness es el triple del máximo sugerido, esto causaría reingreso del gas al flujo del líquido provocando ondas y en el caso de separadores trifásicos aumento de la interfase agua-petróleo. Para que no ocurra este fenómeno la relación de Slenderness no debe sobrepasarse de 4.

Para optimizar la bota de Gas se recomienda que el diseño cumpla la relación de Slenderness, así como maneje un caudal de 26500 BPD, de acuerdo a los tiempos de retención manejados, un tamaño de 90 pulgadas de diámetro x 29 pies de altura lograría dicho objetivo y tiempo de residencia de 8 minutos. Los resultados se presentan el cuadro 3.11 a continuación.

**CUADRO 3.11****DIMENSIONAMIENTO DE LA BOTA DE GAS SG-02**

Caudal (BFPD)	Tiempo de Retención (min)	Diámetro (in)	Altura (ft)	Longitud de Costura a Costura (ft)	Relación de Slenderness
26500	7	90	16	27	3,56
	7.65	90	17.38	28.21	3,76
		96	15.28	26.61	3,33
	8	90	15.97	29.01	3,87
		96	14,15	27.31	3,41
<b>Especificaciones Actuales</b>					
20000	7.65	50	42.5	50	12

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

**3.2.2 ANÁLISIS DE TANQUES**

El tanque de lavado es un tratador vertical, que permite romper la emulsión de agua y petróleo. Como recomendación en ausencia de procesos térmicos que ayuden a romper dicha emulsión, un tiempo de 12 a 24 horas debe ser considerado para lograr dicho propósito, actualmente el tanque de lavado posee un sistema de calentamiento con un calentador artesanal, que mejora la separación, sin embargo la recirculación del agua caliente causa turbulencia manteniendo los sólidos en suspensión y evitando la separación de gotas de agua.

Los tanques de almacenamiento como recomendación en cuanto a su capacidad, esta debe ser 3 a 4 días la producción del campo.

### 3.2.2.1 Partícula de Agua

Estudios para determinar el tamaño de partícula de agua mínima a ser separada de la fase de petróleo determinaron la siguiente ecuación en función de la viscosidad del crudo (para menores a 80 cp), esto asumiendo como resultado un corte de agua del 1%.

$$d_{mi}\% = 200\mu^{0.25} \quad (3.19)$$

Donde:

$d_{mi}\%$  = diámetro de la partícula de agua a ser removida del petróleo, logrando un corte de agua del 1 %, micrones.

$\mu$  = viscosidad del petróleo, cp.

A medida que el agua aumenta, partículas más pequeñas ya no podrán ser removidas, la siguiente ecuación muestra la relación entre la partícula de agua que puede ser removida a distintos cortes de agua.

$$\frac{d_m}{d_{mi}\%} = W_c^{0.33} \quad (3.20)$$

Donde:

$d_{mi}\%$  = diámetro de la partícula de agua a ser removida del petróleo, logrando un corte de agua del 1 %, micrones.

$d_m$  = diámetro de la partícula de agua a ser removida del petróleo dado un corte de agua, micrones.

$W_c$  = Corte de agua, porcentaje.

### 3.2.2.2 Dimensionamiento

Para encontrar el diámetro mínimo se presenta la ecuación 3.21.

$$d = 81.8 \left[ \frac{Q_o \mu_o}{\Delta SG \times d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.21)$$

Donde:

$d$  = diámetro mínimo del tratador, in.

$Q_o$  = Caudal de petróleo, BPPD.

$\mu_o$  = viscosidad del petróleo, cp.

$\Delta SG$  = diferencia entre las gravedades específicas de agua y petróleo.

$d_m$  = diámetro de la partícula de agua, micrones.

Luego de encontrar un diámetro mínimo, se asumen valores mayores a “d” y se obtienen alturas haciendo uso de la ecuación 3.22.

$$d^2 h = \frac{t_r Q_o}{0.12} \quad (3.22)$$

Donde:

$t_r$  = Tiempo de retención.

$d$  = diámetro mínimo del tratador, in.

$Q_o$  = Caudal de petróleo, BPPD.

$h$  = Altura, in.

### 3.2.2.3 Diseño del Tamaño de Tanques

El crudo de Cuyabeno tiene un API promedio de 25.8, el valor de viscosidad más alto es 3.5 cp de la arena "Us", considerando una gravedad específica del agua de formación de 1.03, y un corte de agua máximo de 84% los siguientes resultados se ponen en consideración. El diámetro de la partícula de agua a partir de la ecuación 3.19 y 3.20 será 258 micrones.

Los resultados de diseño de tanques se encuentran en el cuadro 3.12

### 3.2.2.4 Tanque de Lavado

En el cuadro 1.5 muestra los valores de la proyección de la producción del campo Cuyabeno, en este se puede apreciar que a partir del año 2010 la producción de petróleo tiene un máximo de 10999 BPD, el fluido motriz para el sistema de power oil presenta un máximo de 12671 BPD, y considerando un ingreso máximo del 10% de agua proveniente de los separadores da un total de 26500 BPD.

El presente análisis se lo realizará considerando que los separadores de producción se les hará el cambio indicado en el análisis de separadores, ya que actualmente por la presencia de separadores bifásicos y el mal uso del separador trifásico causa que el tanque de lavado trabaje con un tiempo de retención de 6 horas por los altos caudales de agua que se están enviando al tanque, siendo este un tiempo sumamente bajo para su buen funcionamiento.

Si se considera que se envía un 30% de agua libre al tanque de lavado, por alguna contingencia en un separador, esto reduciría su tiempo de retención perjudicando el proceso; el caudal más alto de agua libre se provee para el año 2021 es 32903 BAPD, siendo 9870.9 BAPD su 30%, para este escenario el caudal a manejarse sería de 33540.9 BPD.

El anexo No 7 presenta un ejemplo de cálculo de diseño para el tanque de lavado.

La altura de diseño se considera 36 pies, que abarcan 9 pies del colchón de agua y las salidas de petróleo y agua.

Se utiliza 12 y 24 horas como tiempos de retención referenciales, se considera dos escenarios: no ingresa más del 10% de agua emulsionada al tanque, ingresa un 30% de agua libre.

A las condiciones actuales del tanque, considerando el primer escenario, el tanque de lavado trabajaría con un tiempo de retención de 16.9 horas, tiempo superior al mínimo recomendado de 12 horas; en el segundo escenario el tiempo de retención sería de 13.35 horas, un 11.25% sobre el tiempo mínimo recomendado, además este escenario sería un caso anormal en el proceso, por lo que el primer escenario sería el común de las operaciones del campo.

Al encontrarse los tiempos de retención para estos dos casos, y comprobando que se encuentran dentro del rango sugerido, el tanque de lavado puede abastecer óptimamente la demanda de producción hasta el año 2021.

Si se desea optimizar el equipo (tiempo de diseño, 24 horas), el tanque de lavado deberá ser ampliado a 36 pies de altura x 72 pies de diámetro; esto incrementaría también el tiempo de retención, para el caso en que ingrese 30% agua libre al tanque de lavado tendrá 19 horas de tiempo de residencia, un 51.50% sobre el tiempo mínimo recomendado, dando un mayor margen operacional al equipo.

#### **3.2.2.5 Tanque de Reposo**

El proceso de diseño es similar al tanque de lavado. El tiempo de retención de operación es de 24 horas si recibe petróleo proveniente del tanque de lavado con el 1% de agua, dando un valor aproximado de 23910 BPD, en caso de haber un



10% de agua al presentarse una contingencia con el tanque de lavado el tiempo de retención será de 23 horas, y si hubiese un 30% de agua el tiempo se reduce a 18.18 horas, sin embargo estos tiempos se encuentran dentro del rango recomendado.

Con estos resultados la capacidad del tanque de reposo es suficiente para los requerimientos en Cuyabeno hasta el año 2021.

### 3.2.2.6 Tanque de Almacenamiento

Tomando en consideración la producción máxima de petróleo de 10999 BPPD y multiplicando esta por 3.5 días (recomendación 3 – 4 días para capacidad de almacenamiento) se obtiene una capacidad de 38496,5 BBL; asumiendo una altura de 36 ft, como se mencionó anteriormente por ser la altura actual de los tanques, y mediante una formula volumétrica se puede determinar el tamaño del tanque.

$$D = \sqrt{\frac{V \times 5.61 \times 4}{\pi \times h}} \quad (3.23)$$

Donde:

V = Volumen del tanque, BBL.

h = Altura, ft.

D = Diámetro, ft.

Los resultados de diseño son aproximadamente similares a las especificaciones actuales de los dos tanques de almacenamiento de crudo, indicando que no es necesario modificaciones en cuanto a la capacidad de dichos tanques.

Al poseer dos tanques de almacenamiento la estación Cuyabeno, se tendría en conjunto la capacidad de almacenar 81640 BPD, cabe recalcar que estos tanques reciben también petróleo de los campos VHR y Sansahuari.

A continuación en el cuadro 3.12 se presenta los cálculos de diseño para tanques de almacenamiento de petróleo.

### CUADRO 3.12

#### DIMENSIONAMIENTO DE TANQUES DE CUYABENO: LAVADO, REPOSO Y ALMACENAMIENTO

Tanque	Capacidad (BPD)	Altura (ft)	Diámetro (ft)	Tiempo de Retención (h)
Lavado TL-01	<b>Especificaciones calculadas</b>			
	26500	36	72	24
	33540.9	36	72	19
	26500	36	60	16.9
	33540.9	36	60	13.35
	<b>Especificaciones actuales</b>			
	18130	36	60	24
Reposo TR-01	<b>Especificaciones calculadas</b>			
	26500	36	70	23
	33540.9	36	70	18.18
	<b>Especificaciones actuales</b>			
	24700	36	70	24
Almacenamiento TO-01/02	<b>Especificaciones calculadas</b>			
	38496,5	36	87	
	<b>Especificaciones actuales</b>			
	40820	36	90	

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

### 3.2.3 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO

Se analizará la demanda de gas como combustible que necesita el calentador para incrementar la temperatura al interior del tanque de lavado y facilitar el rompimiento de la emulsión, ya que la producción de gas irá disminuyendo de 2.2 MMPCSPD a 1.2 MMPCSPD.

Calor Requerido.

$$q = \frac{15 \times \Delta T \times (SG_o \times Q_o \times c_o + SG_w \times Q_w \times c_w)}{1 - I} \quad (3.24)$$

Donde:

- q = Calor requerido, (btu/h).
- $\Delta T$  = Incremento de temperatura, (°F).
- SG<sub>o</sub> = Gravedad específica del petróleo.
- Q<sub>o</sub> = Caudal de petróleo, (BPPD)
- c<sub>o</sub> = Calor específico del petróleo, (btu/lb-°F)
- SG<sub>w</sub> = Gravedad específica del agua.
- Q<sub>w</sub> = Caudal de agua, (BPPD)
- c<sub>w</sub> = Calor específico del agua, (btu/lb-°F)
- I = Perdidas de calor, (%)

Para realizar el análisis se toma los siguientes datos: c<sub>o</sub> = 0.5 btu/lb-°F, c<sub>w</sub> = 1.1 btu/lb-°F, I = 0.1, SG<sub>w</sub> = 1.03 y SG<sub>o</sub> = 0.89.

Se analizará dos casos: ingresa un 10% máximo de agua al tanque de lavado, 26500 BPD, ingresa un 30% de agua libre al tanque de lavado, 33540.9 BPD.

El cuadro 3.13 muestra la demanda de calor que se requiere para calentar el fluido al interior del tanque de lavado, y la cantidad de gas necesario para este propósito, el poder calórico del gas en Cuyabeno es 416,245 btu/pcs.

**CUADRO 3.13****CALOR REQUERIDO PARA INCREMENTAR LA TEMPERATURA EN EL TANQUE DE LAVADO**

	Ingresa 30% de agua libre		Ingresa 10% de agua emulsionada	
	Caudal (BPD)			
	33540.9		26500	
$\Delta T$ (°F)	Calor Requerido (MM BTU/h)	Gas Requerido (MMPCSPD)	Calor Requerido (MM BTU/h)	Gas Requerido (MMPCSPD)
10	3,62	0,21	2,29	0,13
20	7,24	0,42	4,58	0,26
22.2	8,04	0,46	5,08	0,29
30	10,86	0,63	6,87	0,40
35	12,67	0,73	8,01	0,46
40	14,48	0,83	9,16	0,53

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

La capacidad térmica de SK-02 es de 8 MM BTU/h, el incremento máximo de temperatura al existir presencia de 30 % agua libre es 22.2°F y 35 °F si ingresa 10% de agua.

Po experiencia de campo crudos de 25 – 28 °API requieren incrementnar su temperatura a 160°F, al tener una temperatura de 120 °F se requiere una varación de 40°F.

La producción de gas minima de 1.2 MMPCSPD será suficiente para abastecer al calentador, sin embargo no trabajará correctamente con los 26500 BPD o 33540.9 BPD que procesará el tanque de lavado ya que necesitaría una capacidad termica mayor a la actual de 8 MMBTU/h.

Mientras más deficiente sea el trabajo de los separadores en remover agua libre, mayor capacidad térmica se necesita, consecuentemente un cambio de calentador e incremento de costos, ya que el calentador actual no poseerá la capacidad térmica necesaria en caso de que aumente el volumen a ser tratado en el tanque de lavado.

### 3.3 ANÁLISIS SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA

#### 3.3.1 TANQUE DESNATADOR O TANQUE DE PULIDO

El análisis se lo realizará para los 32903 BAPD que es la máxima producción de agua que tendrá la estación y que luego será reinyectada a la formación, previa a la entrada del fluido al desnatador es bueno inyectar demulsificantes para ayudar a romper la emulsión así como floculantes para unir partículas de petróleo y que los sólidos al ascender puedan ser separados del agua

El agua contaminada asciende a través de la columna central con orificios del tanque. El agua fluye a través de estos orificios de forma radial entre dos platos con dientes que favorecen la separación del hidrocarburo que queda en la parte superior del tanque, y del agua que queda en la parte inferior.

Este tanque posee sistema gas blanketing, usando el gas proveniente del depurador de gas DG-02.

Para el cálculo del diámetro se utiliza la ecuación 3.25.

$$d^2 = 6691 * F * \frac{Q_w * \mu_w}{(\Delta SG) * dm^2} \quad (3.25)$$

Donde:

$d$  = Diámetro del desnatador, (in).

$F$  = Factor de turbulencia.

$Q_w$  = Caudal de agua, (BPD).

$\mu_w$  = Viscosidad del agua, (cp).

$\Delta SG$  = Variación de gravedades específicas entre agua y petróleo.

$d_m$  = Diámetro de la partícula de petróleo, (micrones).

Si el diámetro del tanque es 48 pulgadas o menos el factor de turbulencia se puede tomar el valor de uno, si es mayor a 48 pulgadas  $F$  será igual  $d/48$ , ya que al ser un diámetro grande la presencia de baffles que distribuyen el flujo puede afectar el valor de  $F$ .

La altura del agua basada en el tiempo de retención será:

$$h = 0.7 \frac{(t_r)_w * Q_w}{d^2} \quad (3.26)$$

Donde:

$h$  = altura del agua, (ft)

$t_{rw}$  = tiempo de retención de agua, (min)

$Q_w$  = caudal de agua, (BPD)

$d$  = diámetro del desnatador, (in)

La altura de la fase de petróleo varia de 2 a 6 pulgadas, por lo tanto a la altura necesaria para almacenar el agua se le suma el valor de 6 in.

Es muy importante el uso de bactericidas como cloro, ya que el crecimiento de bacterias aumenta en alto grado la corrosión de tuberías, fondos de tanques hasta dañar a la formación taponando los poros de la misma.

**CUADRO 3.14****DATOS DE PROPIEDADES DE AGUA Y DATOS DE OPERACIÓN**

$\mu_w$	1,003	cp
$d_m$ de petróleo	258	micrones
Gravedad específica de petróleo	0,9	
Gravedad específica del agua	1,03	
$t_{rw}$	117,8	minutos

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

Con los datos de la tabla 3.14, con un caudal de agua máximo de 32903 BPD y F igual a 4.29 se realiza el diseño, usando la ecuación 3.24 y 3.25 se obtiene que para trabajar óptimamente hasta el año 2021 se debe tener un desnatador con un diámetro de 331 in y una altura de 31 ft de los cuales 6 ft representan la altura del petróleo. El Skimmer actual es de mayor capacidad y dimensiones por lo tanto no se requiere cambio. Un ejemplo de cálculo es indicado en el anexo No 8.

**3.3.2 FILTROS**

Como se indicó en el capítulo II existen 2 filtros a la salida del tanque desnatador, operan a presión y caudal constante, estos filtros actualmente están en buen estado por lo tanto no se sugiere ningún cambio.

Deben ser lavados con agua y surfactantes, porque al ingresar petróleo a los mismos si es que esto sucede, se adhiere al material que está relleno los filtros especialmente si es arena y al estar emulsionado con el agua forman bloques y taponan los poros del filtro, sin embargo el filtro de arena puede retener partículas de hasta 10 micrones, en estos casos es preferible usar granate.

Actualmente se usan filtros de cáscara de nuez, y son recomendados ya que el fluido ingresa desde arriba a presión reteniendo en sus microporos partículas de petróleo obteniendo un buen desempeño de filtrado.

### **3.3.3 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA**

Los dos tanques de agua de formación actuales tienen capacidad de 3000 BPD cada uno. Se reinyecta 26099 BPD a la formación, la máxima producción de agua a 2021 será 39203 BPD, por lo tanto esta de igual manera será reinyectada. Al incrementarse 13114 BAPD se deberá reinyectar un mayor caudal a los pozos existentes CUY – 04/05 y 18 en caso de que esto no sea posible se deberá buscar o perforar otro pozo reinyector.

Actualmente se tiene los siguientes caudales de reinyección:

- Cuy – 04: 7576 BPD
- Cuy – 05: 11232 BPD
- Cuy – 18: 7291 BPD

Si existiese alguna contingencia como tener que cerrar un pozo reinyector, estos tanques deberán tener la capacidad de almacenar este fluido, sin embargo existe también una línea que lleva el fluido de los tanques hacia el sistema de drenaje cerrado y de este al manifold para tener el fluido recirculando, esto no es correcto ya que cada vez el volumen de agua crecerá y afectará el funcionamiento de los demás equipos.

Por ende los tanques de almacenamiento es preferible que sean de mayor capacidad. Se tiene que el mayor caudal de reinyección actual es 11232 BPD se rediseñará a los dos tanques para que en conjunto tengan un valor mayor a este e igual a 12000 BPD por el incremento de agua a futuro, sabiendo que el TA-02



recibe fluido del TA-01 y funciona como un pequeño circuito para reinyectar al pozo Cuy – 18, se lo diseñará de menor capacidad.

Por lo tanto el TA-01 tendrá la capacidad de almacenar 7000 BPD y TA-02 5000 BPD, se considerará que el área destinada a estos tanques es la misma para no afectar a la base y al cubeto del tanque, por lo tanto se incrementará la altura y se mantendrá el diámetro de 28.18 ft.

$$h = \frac{V * 4}{\pi * D^2} \quad (3.27)$$

El espesor del cuerpo está dado por la siguiente ecuación:

$$E_b = \frac{2.6 * D * (h-1)}{23000} \quad (3.28)$$

En la ecuación (3.27) no se está considerando la tolerancia a la corrosión. Considerando con una tolerancia a la corrosión “C” de 0.0625 in.

$$E_a = \frac{2.6 * D * (h-1) * G}{21000} + C \quad (3.29)$$

**CUADRO 3.15**  
**DIMENSIONES DE LOS TANQUES DE AGUA**

Tanque	Tipo	Capacidad (Bbl)	Altura (ft)	Diámetro (ft)	Espesor (mm)	Espesor, con C (mm)
TA-01	Techo Cónico	7000	63	28.18	5	16.096
TA-02	Techo Cónico	5000	45	28.18	3.6	15.83

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

### Consideraciones para el diseño:

- Área disponible
- Volúmenes (máximo, mínimo): máximo volumen será 39203 BAPD y el mínimo 26099 BAPD
- Tipo de producto: el agua producida por los pozos del campo Cuyabeno tiene una máxima salinidad que viene del pozo CUY-15 con 35000 ppm  $\text{Cl}^-$ , considerando que valores mayores a 5000 ppm es altamente corrosivo.
- Como el agua es altamente corrosiva se deberá dar mantenimiento a los tanques para alargar la vida útil de los mismos.
- Teniendo estos nuevos tanques el tiempo de residencia aumentará, el TA-01 con la producción de 26099 BAPD actual que se reinyectan, el tiempo de residencia será de 6.43 horas y a futuro con 39203 BAPD será 4.28 horas, considerando que este tanque recibe toda la producción de agua, para el TA-02 que recibe 7291 BPD del TA-01 y que serán reinyectados al pozo CUY 18 tendrá un tiempo de residencia de 16.5 horas, esto beneficiará en el caso de que ocurra una contingencia y se tenga que almacenar el agua durante algún tiempo, evitando así el mal funcionamiento de los demás equipos cuando se recircule el agua al manifold.

## **CAPITULO 4**

### **ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO**

#### **4.1 INTRODUCCIÓN**

A continuación se presentará los costos de los equipos que necesitan reparación y de aquellos que requieren ser reemplazados para que las facilidades de producción puedan funcionar óptimamente hasta el año 2021.

Los equipos que requieren de reparación son el tanque de reposo, este tanque posee un techo flotante el mismo que se encuentra en malas condiciones, así como el tanque de lavado que presenta corrosión en varios anillos.

Los equipos que necesitan ser reemplazados para optimizar el proceso de las facilidades de producción son: el separador bifásico de producción SP-02 con capacidad de 10000 barriles y con diámetro de 72 in x 28 ft de longitud por un separador trifásico de capacidad 35000 barriles y diámetro de 120 in x 40 ft de longitud y el separador de prueba bifásico por un separador de prueba trifásico de diámetro de 66 in x 19 ft de longitud.

La bota de gas de igual manera necesita ser reemplazada por un equipo de mayor capacidad igual 26500 barriles por día y con un diámetro de 90 in x 29 ft de longitud.

Los tanques de agua de formación actuales deben ser desmantelados por su baja capacidad y ser reemplazados por 2 nuevos tanques de 7000 (diámetro de 28 in x 63 ft de longitud) y 5000 (diámetro de 28 in x 45 ft de longitud) barriles respectivamente.

## 4.2 COSTOS

### CUADRO 4.1

#### COSTO DEL SEPARADOR DE PRUEBA TRIFÁSICO: CAPACIDAD 5000 BBLs, DIÁMETRO 66 IN X 19 FT DE LONGITUD

ITEM	Descripción	UNI	Precio
1	Válvula manual	GLB	40490.23
2	Válvula de control	GLB	30549.48
3	Instrumentos	GLB	25213.32
4	Medidores	GLB	61338.00
5	Material de tablero	GLB	4711.80
6	Material eléctrico	GLB	10733.2
7	Recipiente skid, piping externo y otros	GLB	136411.93
8	Materiales, accesorios y fittings de interconexión	GLB	4510.00
PRECIO TOTAL		=	<b>313958.00</b>

FUENTE: Petroproducción, "Departamento de proyectos especiales"

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

Como se puede apreciar en la tabla 4.1 el recipiente, piping externo y otros representan el 43.4% del costo del equipo, por tal razón en el cuadro 4.2 se presenta el desglose de los costos de dicha descripción.

**CUADRO 4.2****COSTOS DEL RECIPIENTE, PIPING EXTERNO Y OTROS PARA EL SEPARADOR DE PRUEBA TRIFÁSICO: CAPACIDAD 5000 BBLS, DIÁMETRO 66 IN X 19 FT DE LONGITUD**

<b>ITEM</b>	<b>Descripción</b>	<b>UNI</b>	<b>Precio</b>
1	Ingeniería	EA	427.5
	<b>SUMINISTROS</b>		
2	Materiales (lámina, cap's, ángulos, ejes, perfiles)	GLB	37253.58
3	Fitting (tubería, bridas, acople, codos, reducciones, pernos, espárragos, platina)	GLB	22238.1
4	Coalescedor	GLB	9855
5	Costos indirectos y administrativos	GLB	18515.7
6	Imprevistos	GLB	1126.8
7	Fabricación	EA	12398.4
8	Pintura externa e interna	EA	6181.2
9	Rotulación y logotipo	EA	281.7
10	Ensamblaje sobre skid en taller	EA	6802.2
11	Pruebas de simulación en taller	EA	860.4
12	Transporte	EA	7292.7
13	Ensamblaje final en campo, prueba y arranque	EA	13178.7
	<b>PRECIO TOTAL</b>	<b>=</b>	<b>136411.9</b>

FUENTE: Petroproducción, "Departamento de proyectos especiales"

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

**CUADRO 4.3****SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO: CAPACIDAD 35000 BBLs,  
DIÁMETRO 120 IN X 40 FT DE LONGITUD**

ITEM	Descripción	UNI	Precio
1	Válvula manual	GLB	75988.99
2	Válvula de control	GLB	58642.32
3	Instrumentos	GLB	25213.32
4	Medidores	GLB	67227.00
5	Material de tablero	GLB	4711.8
6	Material eléctrico	GLB	10733.2
7	Recipiente skid y otros	GLB	298110.38
8	Materiales, accesorios y fittings de interconexión	GLB	7900.00
PRECIO TOTAL		=	<b>548527</b>

FUENTE: Petroproducción, "Departamento de proyectos especiales"

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

**CUADRO 4.4****COSTOS DEL RECIPIENTE, PIPING EXTERNO Y OTROS PARA EL  
SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO: CAPACIDAD 35000 BBLs,  
DIÁMETRO 120 IN X 40 FT DE LONGITUD**

ITEM	Descripción	UNI	Precio
1	Ingeniería	EA	1711.8
	SUMINISTROS		
2	Materiales(lámina, cap's, ángulos, ejes, perfiles)	GLB	126031.28
3	Fitting(tubería, bridas, acople, codos, reducciones, pernos, espárragos, platina)	GLB	32810.4
4	Coalescedor	GLB	18584.1
5	Costos indirectos y administrativos	GLB	27164.7
6	Imprevistos	GLB	3379.5

## CONTINUACIÓN CUADRO 4.4

7	Fabricación	EA	18433.8
8	Pintura externa e interna	EA	20601.0
9	Rotulación y logotipo	EA	563.4
10	Ensamblaje sobre skid en taller	EA	10042.2
11	Pruebas de simulación en taller	EA	1076.4
12	Transporte	EA	17006.4
13	Ensamblaje final en campo, prueba y arranque	EA	20705.4
PRECIO TOTAL		=	<b>298110.38</b>

FUENTE: Petroproducción, "Departamento de proyectos especiales"

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

## CUADRO 4.5

## COSTO DE LA BOTA DE GAS Y TANQUES DE AGUA

ITEM	Equipo	Capacidad	Descripción	Precio
1	Bota de gas	26500	Material, mano de obra	95000
			Imprevistos	1900
	PRECIO TOTAL			<b>96900</b>
2	Tanque de agua	7000	Material, mano de obra	115000
			Imprevistos	2300
	PRECIO TOTAL			<b>117300</b>
3	Tanque de agua	5000	Material, mano de obra	85000
			Imprevistos	1700
	PRECIO TOTAL			<b>86700</b>

FUENTE: Petroproducción, "Departamento de proyectos especiales"

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

**CUADRO 4.6****COSTO DEL ARREGLO DEL TECHO FLOTANTE DEL TANQUE DE LAVADO Y CAMBIO DE ANILLOS DEL TANQUE DE REPOSO**

ITEM	Equipo	Capacidad	Descripción	Precio
1	Tanque de lavado	18130	Material, mano de obra	240000
			Imprevistos	4800
	PRECIO TOTAL			<b>244800</b>
2	Tanque de reposo	24700	Material, mano de obra	18892
			Imprevistos	377
	PRECIO TOTAL			<b>19269</b>

FUENTE: Petroproducción, "Departamento de proyectos especiales"

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez

**CUADRO 4.7****COSTO TOTAL**

ITEM	Descripción	Precio
1	Separador de prueba trifásico	313958.00
2	Separador de producción trifásico	548527
3	Bota de gas	96900
4	Tanque de agua de formación de 5000 barriles	86700
5	Tanque de agua de formación de 7000 barriles	117300
6	Arreglo de techo flotante	244800
7	Cambio de anillos	19269
PRECIO TOTAL		<b>1427454</b>

FUENTE: Petroproducción, "Departamento de proyectos especiales"

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera Y Verónica Rodríguez



## CAPITULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- Aunque los tres separadores de producción actualmente procesan la producción diaria del campo Cuyabeno, no están trabajando óptimamente.
- Los separadores bifásicos funcionan mejor para separar gas de fluido (petróleo + agua en solución), en el campo existe un alto porcentaje de agua libre, 84%, lo que reduce la efectividad de este tipo de equipos.
- El separador SP-01, con capacidad para 15000 BPD presenta un tiempo de retención adecuado, 5.43 min. y una relación de slenderness dentro del rango sugerido, 3.143; sin embargo no es apto para trabajar con cortes de agua altos, puesto que el agua libre debe ir junto con el petróleo al tanque de lavado.
- Las dimensiones de los tanques de almacenamiento de petróleo TO-01 y TO-02 son satisfactorias, ambos con capacidad de 40820 bbl, 36 ft. de altura y 90 ft. de diámetro
- El ingreso de agua libre al tanque de lavado dificulta el rompimiento de la emulsión, disminuye su tiempo de retención, e incrementa costos por adicción de demulsificantes.

- La producción de gas podrá abastecer al calentador hasta el año 2021. El calentador no logra proporcionar el calor requerido se deberá aumentar su capacidad térmica.
- El desnatador actual trabaja óptimamente y lo seguirá haciendo hasta el año 2021 ya que su capacidad es de 37707 BPD con un tiempo de retención de 1.9 horas.
- Los tanques de agua de formación no tienen la suficiente capacidad para almacenar el fluido en caso de una contingencia, por lo que recircula el agua al múltiple afectando el funcionamiento de los demás equipos.
- El costo total para realizar los cambios y arreglos propuestos es de 1'427.454,00 dólares, el mismo que servirá para optimizar el proceso de tratamiento de crudo y de agua alargando la vida útil de los equipos, también para mejorar el rendimiento de los mismos ya que estos se ven afectados por los incrementos de producción de agua.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda reemplazar lo más pronto posible al separador SP-02 bifásico por el separador SP-03 trifásico de diámetro 120 in x 40 ft de longitud.
- Desmantelar al separador de producción bifásico SP-01, ya que con los separadores trifásicos SP-03 y FWKO pueden manejar tranquilamente la producción hasta el año 2021
- El separador de prueba actual es bifásico de 5000 barriles, este no cumple la relación de Slenderness con un valor de 1.66 provocando turbulencias, por lo tanto se recomienda reemplazarlo por un separador de la misma capacidad y trifásico de diámetro de 66 in x 19 ft de longitud con un tiempo de retención de 8.46 minutos.
- Reemplazar la bota de gas actual por una bota de 26500 BPD y un tiempo de retención de 7 a 8 min con: 90 in. de diámetro x 29 ft. de altura, además de recomienda instalar la instrumentación adecuada para su control.
- Se recomienda incorporar sistema de protección catódica en los tanques de almacenamiento, ya que actualmente ninguno lo posee, además de pintarlos, para combatir problemas de corrosión que disminuye los espesores del cuerpo restando la vida útil del equipo.
- Instalar nuevos tanques de almacenamiento de agua de formación de 7000 barriles: altura de 63 ft, diámetro de 28.18 ft y espesor del cuerpo de 16.096 mm y un tanque de 5000 barriles: altura de 45 ft, 28 ft de diámetro y espesor de 15.83 mm.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### LIBROS

Arnold Ken, y Maurice Stewart, (2008), Surface Production Operations, Volumen 1, Tercera Edición, USA, Ed. Elsevier.

Abdel, H., Fahim M., y Mohamed Aggour, (2003), Petroleum and Gas Field Processing, USA, Ed. Marcel Dekker.

Guo Boyun, Lyons William, y Ali Ghalambor, (2007), Petroleum Production Engineering, USA, Ed. Elsevier Science & Technology Books.

### TESIS

Carrillo S. y Yunda M, (2008), Redimensionamiento de las Facilidades de Producción del campo VHR, Quito, 2008.

Benavides A. y Zaldumbide J, (2009), Optimización de las Facilidades de Producción de la Estación Shushufindi Central para las Actuales Condiciones de Operación del Campo, Quito, 2009.

Bermeo, O., (1997), Análisis y Optimización de los Sistemas de Separación en Facilidades de Producción del Campo Libertador, Quito, 1997.

## **ANEXOS**

**ANEXO No 1**  
**HISTORIAL DE PRODUCCIÓN SEMESTRAL**

Fecha	Rata de petróleo (BPD)	Rata de agua (BPD)	Rata de gas (MPCPD)	Rata de líquido (BPD)	Petróleo producido acumulado (Mbbls)	Agua producido acumulada (Mbbls)	Producción de gas acumulado (MMcf)	Corte de agua %	Número de pozos productores
06/01/1984	3375	90	843	3464	612	16	153	2,3	8
12/01/1984	4023	562	1040	4585	1352	119	344	12,2	7
06/01/1985	5107	540	1116	5647	2278	217	546	9,5	9
12/01/1985	6664	1461	1390	8125	3504	486	802	17,7	11
06/01/1986	6230	1470	1246	7700	4632	751	1028	19,0	12
12/01/1986	6558	652	1387	7210	5838	871	1283	9,1	9
06/01/1987	3647	152	772	3799	6496	898	1422	3,9	8
12/01/1987	6950	308	1520	7258	7344	936	1607	4,2	8
06/01/1988	6940	601	1444	7541	8607	1045	1870	7,9	8
12/01/1988	6365	788	1378	7154	9778	1191	2124	11,1	8
06/01/1989	6315	817	1390	7133	10920	1338	2374	11,5	10
12/01/1989	6431	1368	1360	7799	12103	1590	2625	17,4	13
06/01/1990	6829	2800	1320	9628	13338	2096	2863	28,9	12
12/01/1990	6278	3178	1094	9456	14493	2681	3065	33,5	13
06/01/1991	6228	2717	999	8945	15621	3173	3246	30,4	15
12/01/1991	5893	3119	967	9012	16705	3746	3424	34,3	14
06/01/1992	5350	4160	871	9510	17679	4504	3582	43,7	15
12/01/1992	4813	3022	805	7835	18565	5060	3730	38,5	13
06/01/1993	5663	3295	878	8958	19590	5656	3889	36,7	14
12/01/1993	5547	4043	859	9590	20611	6400	4047	42,1	14
06/01/1994	5438	3856	839	9294	21596	7098	4199	41,5	13

Fecha	Rata de petróleo (BPD)	Rata de agua (BPD)	Rata de gas (MPCPD)	Rata de líquido (BPD)	Petróleo producido acumulado (Mbbls)	Agua producido acumulada (Mbbls)	Producción de gas acumulado (MMcf)	Corte de agua %	Número de pozos productores
12/01/1994	5759	4187	907	9946	22655	7869	4366	42,0	13
06/01/1995	6591	3995	883	10586	23849	8591	4526	37,8	13
12/01/1995	6761	4809	872	11570	25092	9476	4686	41,6	14
06/01/1996	7392	6046	3163	13438	26437	10576	5264	45,0	15
12/01/1996	7934	5707	4245	13641	27897	11627	6045	41,9	15
06/01/1997	9039	7141	2621	16180	29533	12920	6521	43,9	16
12/01/1997	9158	6994	2299	16152	31218	14209	6944	43,2	16
06/01/1998	10209	6825	2170	17034	33066	15443	7336	40,1	17
12/01/1998	9533	6665	2410	16198	34820	16669	7780	41,1	17
06/01/1999	8736	7306	2087	16041	36405	17997	8159	45,3	17
12/01/1999	8617	8136	2203	16753	37990	19494	8564	48,5	17
06/01/2000	9025	8846	2396	17871	39633	21103	9000	49,5	17
12/01/2000	8844	9459	2225	18304	41260	22843	9409	51,7	16
06/01/2001	8627	9813	1544	18440	42823	24621	9689	53,2	16
12/01/2001	8139	9750	1635	17889	44321	26415	9990	54,5	16
06/01/2002	7789	9659	1510	17448	45731	28161	10263	55,4	16
12/01/2002	7966	10000	1649	17966	47196	30001	10566	55,7	17
06/01/2003	7510	10620	1945	18130	48556	31924	10919	58,5	15
12/01/2003	9903	13128	2866	23031	50378	34339	11447	57,0	17
06/01/2004	8578	12693	2335	21271	51938	36647	11871	59,7	15



Fecha	Rata de petróleo (BPD)	Rata de agua (BPD)	Rata de gas (MPCPD)	Rata de líquido (BPD)	Petróleo producido acumulado (Mbbbls)	Agua producido acumulada (Mbbbls)	Producción de gas acumulado (MMcf)	Corte de agua %	Número de pozos productores
12/01/2004	7991	12875	2446	20865	53408	39016	12320	61,7	15
06/01/2005	7552	14289	2171	21841	54775	41605	12713	65,4	17
12/01/2005	6665	15888	1792	22553	56001	44527	13043	70,3	18
06/01/2006	7260	17734	2375	24993	57315	47738	13473	71,0	18
12/01/2006	8467	19753	2930	28219	58873	51371	14012	69,9	19
06/01/2007	8229	20200	2334	28428	60362	55025	14434	71,1	19
12/01/2007	7833	20889	1402	28722	61803	58869	14692	72,7	19
06/01/2008	7838	22901	2520	30739	63230	63037	15150	74,5	22
12/01/2008	7938	24247	2310	32185	64690	67500	15575	75,3	22
06/01/2009	8095	26447	2334	34542	65917	71561	15927	76,6	23

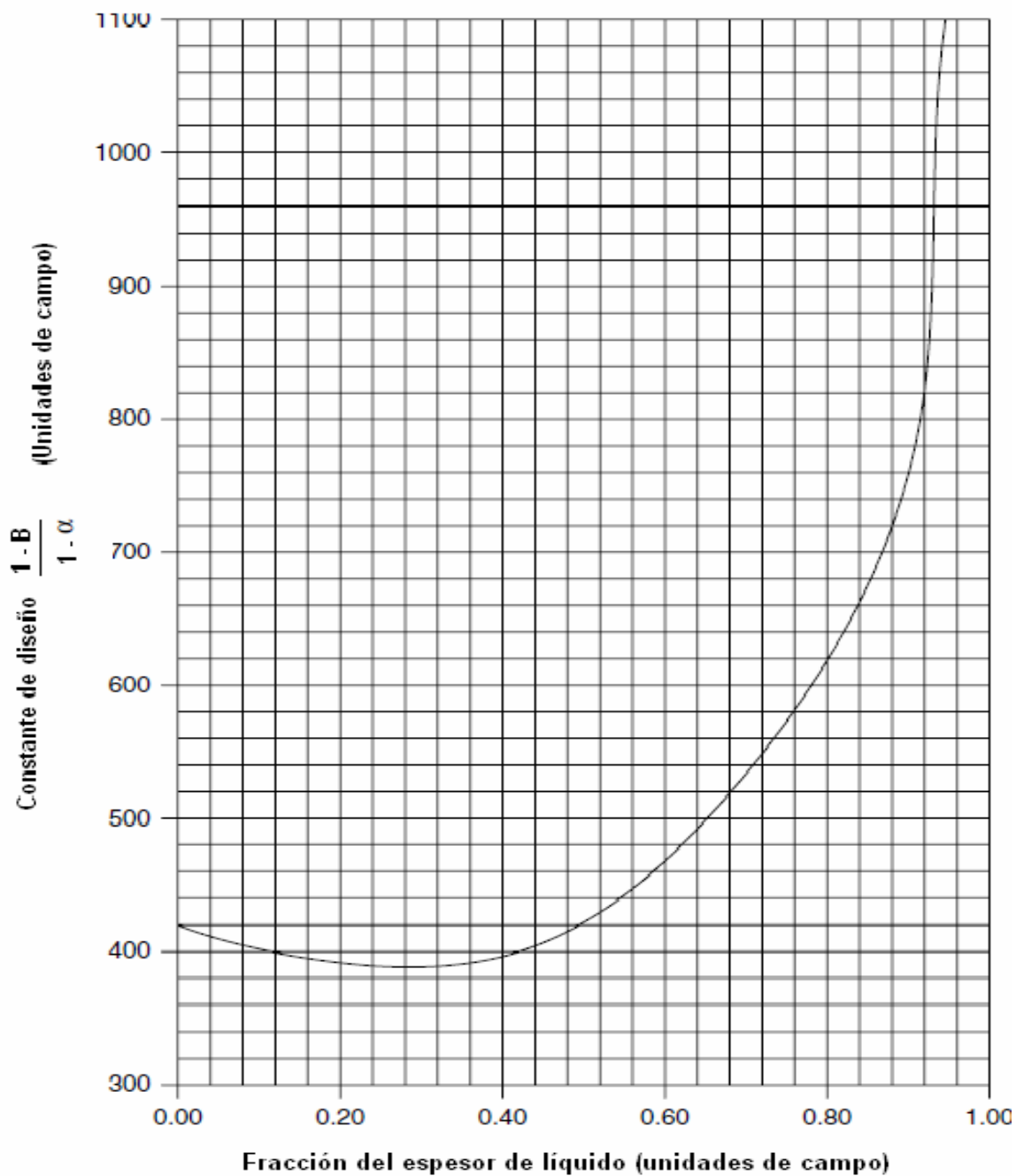
**ANEXO No 2**  
**PI&D DEL DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO**



**ANEXO No 3**  
**FIGURAS USADAS PARA EL DISEÑO DE SEPARADORES**

**FIGURA 1**

Constantes de diseño de capacidad de gas vs. el espesor del líquido de un cilindro para un separador horizontal



**FIGURA 2**

Constantes de diseño referido a tiempo de retención vs. el espesor del líquido de un cilindro para un separador horizontal

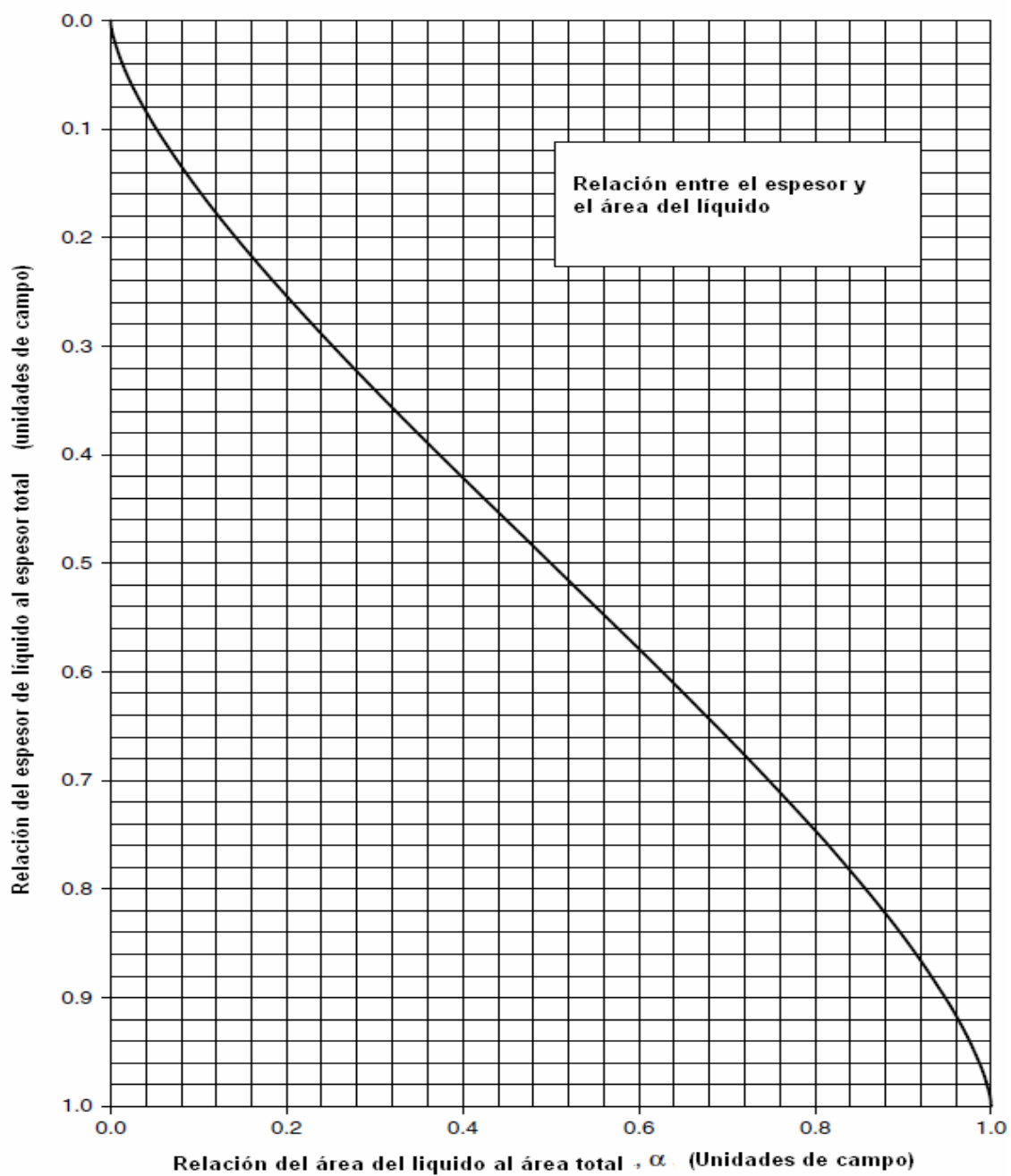
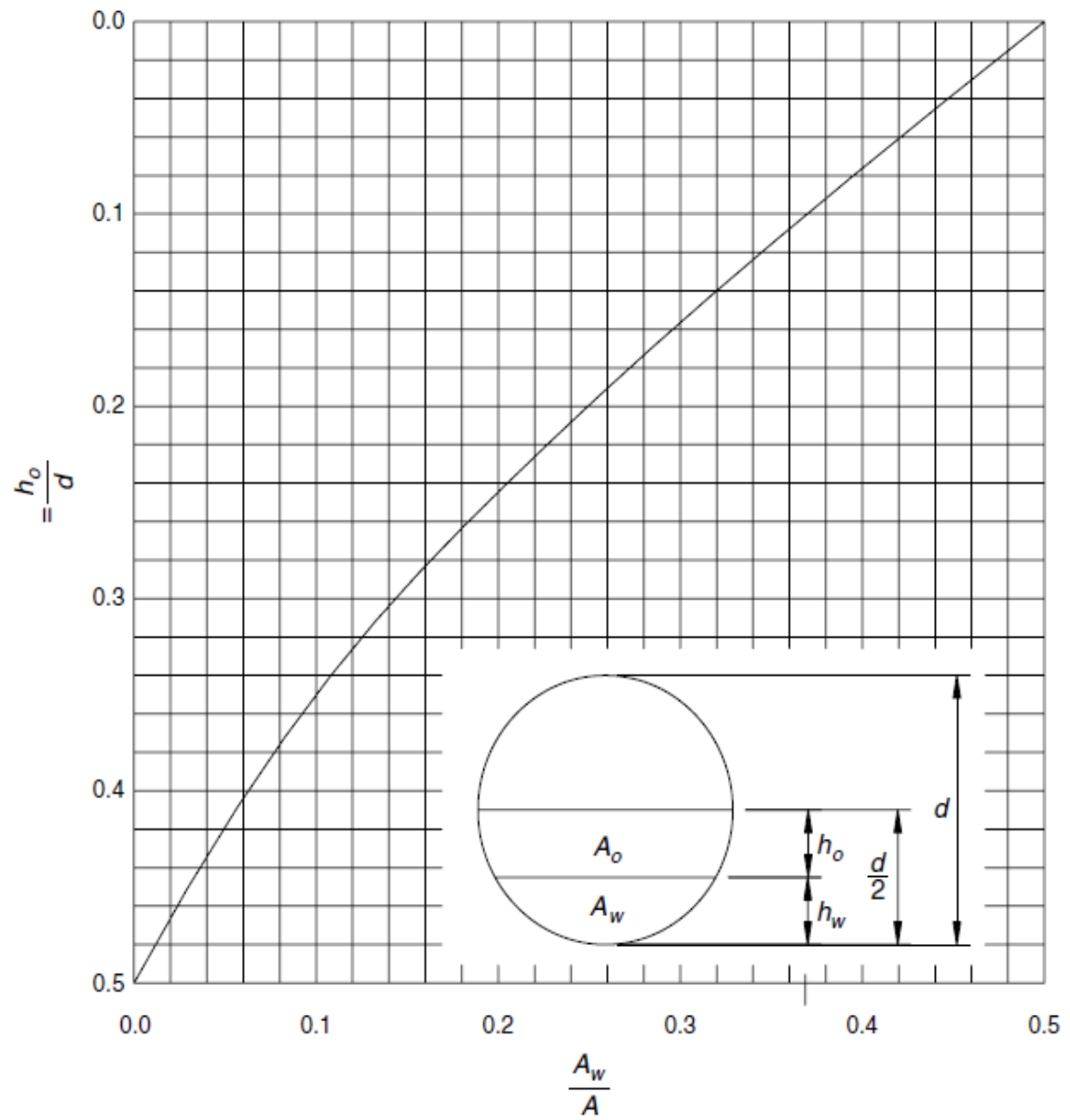


FIGURA 3

Fracción del área de agua vs. Coeficiente  $\beta$ 

**ANEXO No 4**  
**CÁLCULO ITERATIVO DEL COEFICIENTE DE ARRASTRE**  
**PARA SEPARADORES**



**TABLA 1**  
**DATOS**

$\rho_o$ (lb/ft <sup>3</sup> )	55.19
$\rho_g$ (lb/ft <sup>3</sup> )	0.11
dm (micrones)	155
Viscosidad de gas (cp)	0.012

1. Asumir  $C_d = 0,34$  por ser el mínimo valor que se puede tomar  $C_d$  y calcular velocidad de líquido

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34$$

$$V_l = 0.0204 \left[ \frac{(\rho_l - \rho_g) * dm}{\rho_g} \right]^{1/2}$$

**2. Cálculo de Reynolds**

$$Re = 0.0049 \frac{\rho_g * dm * V}{\mu}$$

Donde:

$d_m$  = diámetro de la partícula de líquido (micrones).

$\mu$  = viscosidad de gas (cp).

$V$  = velocidad de líquido calculada (ft/s).

### 3. Cálculo de $C_D$ con $Re$ calculado

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34$$

4. Si  $C_D$  calculado difiere del asumido, regresar al paso 1 siendo el nuevo valor asumido de  $C_D$  el último valor calculado, usando la siguiente ecuación

$$V_t = 0.0119 \left[ \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{dm}{C_D} \right]^{1/2}$$

**TABLA 1**

### RESULTADOS DE CÁLCULO DE $C_D$ PARA SEPARADORES HORIZONTALES

<b>Cd asumido</b>	<b>VI (ft/s)</b>	<b>Re</b>	<b>Cd calculado</b>
0,3	5,6	39,5	1,4
1,4	2,8	19,3	2,3
2,3	2,2	15,3	2,7
2,7	2,0	14,1	2,8
2,8	2,0	13,7	2,9
2,9	1,9	13,5	2,9

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

**ANEXO No 5**  
**EJEMPLO DE CÁLCULO PARA SEPARADORES BIFÁSICOS**  
**HORIZONTALES**

### Ejemplo de cálculo para separador de prueba Bifásico ST-01

**TABLA 1**

<b>Qg (MMpcsd)</b>	0.34
<b>SGg</b>	1,162
<b>GLR (PCS/BL)</b>	69.29
<b>QI (BPD)</b>	5000
<b>API (°API)</b>	25,8
<b>Po (psia)</b>	22
<b>To (°F)</b>	100
<b>dm (micrones)</b>	155
<b>tr (min)</b>	6
<b>Viscosidad de gas (cp)</b>	0.012
<b>Factor Z</b>	0.994

FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

#### 1. Densidad del gas

$$\rho_g = 2.7 \frac{S * P}{T * Z}$$

$$\rho_g = 2.7 \frac{1 * 22}{(100 + 460) * 0.994} = 0.11 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

## 2. Coeficiente de arrastre

El valor de  $C_d$  es 2.9, valor hallado en el anexo No 4.

## 3. Cálculo de diámetro y longitud

### 3.1 Capacidad del Gas

$$d * L_{\text{eff}} = 420 * \left[ \frac{T * Z * Q_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2}$$

$$d * L_{\text{eff}} = 420 * \left[ \frac{(100 + 460) \times 0.994 \times 0.34}{22} \right] \left[ \left( \frac{0.11}{55.19 - 0.11} \right) \frac{2.9}{155} \right]^{1/2} = 22.25 \text{ in} \times \text{ft}$$

### 3.2 Capacidad del líquido

$$d^2 L_{\text{eff}} = \frac{1}{\alpha} * \frac{t_r Q_l}{1.4}$$

$$d^2 L_{\text{eff}} = \frac{6 \times 5000}{0.5 * 1.4} = 42857.14 \text{ in}^2 \times \text{ft}$$

### 3.3 Longitud de costura a costura para capacidad de líquido

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff}$$

$$L_{ss} = \frac{4}{3} \times 47.62 = 63.49 \text{ ft}$$

### 3.4 Relación de Slenderness

$$\frac{12 * L_{ss}}{d} = [3,4]$$

$$\frac{12 * 63.49}{30} = 25.4$$

**TABLA 2**

d (in)	Sección Gas Leff (ft)	Sección Líquido Leff (ft)	Sección líquido Lss (ft)	Sección líquido 12Lss/d
30	0,74	47,62	63,49	25,40
36	0,62	33,07	44,09	14,70
42	0,53	24,30	32,39	9,26
48	0,46	18,60	24,80	6,20
54	0,41	14,70	19,60	4,35
60	0,37	11,90	15,87	3,17
72	0,34	8,27	11,02	1,84

ELABORACIÓN: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

Como se puede apreciar en los resultados de la tabla 2 para cada diámetro asumido, en fracciones de medio pie, la longitud efectiva para la sección de líquido es mayor que para la sección de gas por lo tanto el diseño queda predominado la sección de recolección de líquidos.

Así se tendrá un separador de 60 in de diámetro y 16 ft de longitud, que manejará 5000 BPD de fluido y 0.34 MMPCSPD de gas, sin embargo podrá manejar hasta 10 MMPCSPD.

**ANEXO No 6**  
**CÁLCULOS DEL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOTA DE**  
**GAS**



**TABLA 2**  
**DATOS PARA DISEÑO DE LA BOTA DE GAS**

<b>Qg (MMpcsd)</b>	2,2
<b>QI (BPD)</b>	26500
<b>P (psia)</b>	23
<b>T (°F)</b>	120
<b>d<sub>m</sub> (micrones)</b>	155
<b>tr (min)</b>	8
<b>μ<sub>g</sub> (cp)</b>	0.0121
<b>ρ<sub>o</sub> (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	54.62
<b>Z</b>	0.994
<b>ρ<sub>g</sub> (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	0.11

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

### 1. Cálculo de Cd

El valor de Cd es 3, valor hallado siguiendo el procedimiento en el anexo No 4. Se puede apreciar que presenta una pequeña variación con respecto al valor de los separadores horizontales debido al cambio de densidad por el incremento de temperatura de 100°F a 120 °F.

### 2. Capacidad del Gas, calculo del diámetro mínimo

$$d^2 = 5040 * \left[ \frac{TZQ_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d^2 = 5040 * \left[ \frac{(120 + 460) \times 0.994 \times 2.2}{23} \right] \left[ \left( \frac{0.11}{54.52 - 0.11} \right) \frac{3}{155} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 41.47 \text{ in}$$

### 3. Capacidad del líquido

$$d^2 h = \frac{t_r Q_l}{0.12}$$

$$d^2 h = \frac{8 \times 26500}{0.12} = 1766666,6 \text{ in}^3$$

### 4. Longitud de Costura a Costura

Para diámetros menores o iguales a 36 in.

$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12}$$

$$d = 36 \text{ in} \Rightarrow h = 113.6 \text{ ft} \Rightarrow L_{ss} = \frac{113.6 \times 12 + 76}{12} = 119.33 \text{ ft}$$

Para diámetros mayores a 36 in.

$$L_{ss} = \frac{h + d + 40}{12}$$

$$d = 90 \text{ in} \Rightarrow h = 18.8 \text{ ft} \Rightarrow L_{ss} = \frac{18.8 \times 12 + 90 + 40}{12} = 29.01$$

**TABLA 3****RESULTADOS DE DISEÑO DE LA BOTA DE GAS EN LA SECCIÓN DE LÍQUIDO**

<b>d (in)</b>	<b>h (ft)</b>	<b>h s/s (ft)</b>	<b>12Lss/d</b>
36	113,60	119,93	39,98
42	83,46	90,29	25,80
50	58,89	66,39	15,93
60	40,90	49,23	9,85
66	33,80	42,63	7,75
72	28,40	37,73	6,29
78	24,20	34,03	5,24
84	20,86	31,20	4,46
90	18,18	29,01	3,87
96	15,97	27,31	3,41

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

El diámetro mínimo para manejar 2.2 MMPCSPD es de 41.47 in, cabe recalcar que este valor de caudal de gas es el máximo que se producirá en el campo al año 2011, se tomó este valor para demostrar que la capacidad de líquido predomina en el diseño ya que el gas que se obtiene en los separadores va a los depuradores de gas y posteriormente a los mecheros y sistema de calentamiento, así el valor de caudal de gas que se dirige a la bota de gas es realmente mínimo y no influirá en el diseño.

**ANEXO No 7**  
**CÁLCULOS DEL DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE DE**  
**LAVADO**

**TABLA 1**  
**DATOS PARA EL DISEÑO DEL TANQUE DE LAVADO**

<b>Q<sub>o</sub> (BPD)</b>	26500
<b>μ<sub>o</sub> (cp)</b>	3,5
<b>SG<sub>w</sub></b>	1,03
<b>API</b>	25,8
<b>tr (min)</b>	1440
<b>Sw</b>	0,84

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

**1. Diámetro de la partícula asumiendo un corte de agua de 1%**

$$d_{mi} \% = 200\mu^{0.25}$$

$$d_{mi} \% = 200 \times 3.5^{0.25} = 273,556 \text{ micrones}$$

**2. Diámetro de la partícula a cualquier corte de agua**

$$\frac{d_m}{d_{mi} \%} = W_c^{0.33}$$

$$d_m = 273.556 \times 0.847^{0.33} = 258,261 \text{ micrones}$$

### 3. Diámetro mínimo del tanque

$$d = 81.8 \left[ \frac{Q_o \mu_o}{\Delta SG \times d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 81.8 \left[ \frac{26500 \times 3.5}{(1.03 - 0.900) \times 258.261^2} \right]^{\frac{1}{2}} = 267 \text{ in} = 22.25 \text{ ft}$$

### 4. Cálculo de diámetro con altura de 36 ft

$$d^2 h = \frac{t_r Q_o}{0.12}$$

$$d^2 h = \frac{1440 \times 26500}{0.12} = 318000000 \text{ in}^3$$

**TABLA 2**  
**RESULTADOS DE DISEÑO DEL TANQUE DE LAVADO**

d (ft)	d (in)	h (ft)	h (in)
66,7	800,0	41,4	496,9
70,8	850,0	36,7	440,1
71,4	857,0	36	433,0

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

La altura de 36 ft se la escogió porque además de ser la misma altura del tanque de lavado actual abarca el diámetro mínimo de 22.25 ft, ya que el diámetro calculado es de 72 ft.

**ANEXO No 8**  
**CÁLCULOS DEL DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE**  
**DESNATADOR**

**TABLA 1**  
**DATOS**

$Q_w$	32903	BPD
$\mu_w$	1,003	cp
$d_m$ de petróleo	258	micrones
Gravedad específica de petróleo	0,9	
Gravedad específica del agua	1,03	
$t_{rw}$	117,8	minutos

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Leonardo Mosquera y Verónica Rodríguez

### 1. Cálculo del diámetro

$$d^2 = 6691 * F * \frac{Q_w * \mu_w}{(\Delta SG) * dm^2}$$

Al no disponer el dato del factor de turbulencia se siguió el siguiente procedimiento para hallar su valor:

- a) Asumir un valor de  $F = 1$  y se cálculo a un "d".

$$d^2 = 6691 * 1 * \frac{32903 * 1.003}{(1 - 0.89) * 258^2}$$

$$d = 160 \text{ in}$$

$$F = \frac{d}{48}$$

$$F = 4.29$$



b) Con el valor de  $F = 4.29$  hallado calcular un nuevo diámetro

$$d = 331 \text{ in} \longrightarrow d = 28 \text{ ft}$$

## 2. Cálculo de la altura

$$h = 0.7 \frac{(t_r)_w * Q_w}{d^2}$$

$$h = 0.7 \frac{117.8 * 32903}{331^2}$$

$$h = 25 \text{ ft}$$

$$h = 31 \text{ ft}$$

Las dimensiones del Skimmer para manejar 32903 BAPD son 28 ft de diámetro y 31 ft de altura, estos 31 pies de altura están considerando los 6 pies de nata de petróleo.