

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS  
COMPONENTES DE UNA PLANTA DE  
RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO  
DE 1834 BARRILES POR DÍA**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**CARLOS ENRIQUE, CHACON AVENDAÑO**

**PROMOCIÓN 2010-I**

**LIMA-PERÚ**

**2013**

## **DEDICATORIA**

A Dios por estar en todo momento a mi lado. A mi padre Santos Hilario Chacon Arroyo, a mi madre Nolberta Amparo Avendaño Salas, y a mis hermanas Lizbeth y Paola por sus sabios consejos, por su apoyo incondicional y por lo importante que son en mi vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, quiero agradecer a la Facultad de Ingeniería Mecánica, por la formación impartida durante los años de estudio.

Este informe de sustentación, si bien ha requerido un esfuerzo y dedicación, no se hubiera finalizado sin la cooperación desinteresada de todas las personas que cito a continuación:

Al Ing. Luis Alejandro Guardia Matos de la compañía GMI Ingenieros Consultores S.A., quien tuvo la amabilidad de facilitarme la información necesaria y complementaria referente al tema.

Debo agradecer de manera especial y sincera al Dr. Juan Guillermo Lira Cacho, por asesorarme en mi informe de sustentación y a quien debo la forma correcta de presentar el tema.

Por último, hago extensivo este agradecimiento profundo y sincero a mi familia que, sin su apoyo y colaboración habría sido imposible llevar a cabo este trabajo.

## **CONTENIDO**

1. INTRODUCCIÓN
2. MEMORIA DESCRIPTIVA
3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y PLANTEAMIENTO DE  
LA HIPÓTESIS DE TRABAJO
4. MARCO TEÓRICO
5. SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

## INDICE

<b>PRÓLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>1.1 ANTECEDENTES</b>	<b>3</b>
<b>1.2 OBJETIVOS GENERALES</b>	<b>4</b>
<b>1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b>	<b>4</b>
<b>1.4 JUSTIFICACIÓN</b>	<b>5</b>
<b>1.5 ALCANCE</b>	<b>5</b>
<b>1.6 LIMITACIONES</b>	<b>6</b>
<b>CAPITULO II</b>	<b>7</b>
<b>MEMORIA DESCRIPTIVA</b>	<b>7</b>
<b>2.1 PRESENTACIÓN DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN</b>	<b>7</b>
2.1.1 ESQUEMAS DE LA PLANTA CON SU LEYENDA Y FUNCIÓN GLOBAL	
2.1.2 EXPLICACIÓN DE LA FUNCIÓN DE CADA SUBSISTEMA DE LA PLANTA	8
<b>2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCCIÓN</b>	<b>8</b>
2.2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA PRODUCTIVO	8
2.2.2 EXPLICACIÓN DE CADA FASE DEL PROCESO PRODUCTIVO	9
<b>2.3 DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO</b>	<b>10</b>
<b>CAPITULO III</b>	<b>11</b>
<b>IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS DE TRABAJO</b>	<b>11</b>
<b>3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA</b>	<b>11</b>
3.1.1 ESTADO SITUACIONAL ENCONTRADO	11
3.1.1.1 HISTORIA DE LA OFERTA Y LA DEMANDA	11
3.1.1.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	12
3.1.2 ESTADO FUTURO DESEADO	12
3.1.3 DIFICULTADES ENCONTRADAS EN EL PROCESO PRODUCTIVO DESCRITO EN EL PUNTO 2.2	12
<b>3.2 PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS DE TRABAJO</b>	<b>12</b>
3.2.1 DIAGRAMA MEDIOS-FINES	12
3.2.2 PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS	14

<b>CAPITULO IV</b>	<b>15</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b>	<b>15</b>
<b>4.1 MARCO TEÓRICO DE PROCESO</b>	<b>15</b>
4.1.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE RECIPIENTES A PRESIÓN	15
4.1.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE TUBERÍAS DE PROCESO MULTIFÁSICO	19
4.1.2.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO.	22
4.1.3 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MONOFÁSICO. TUBERÍAS DE GAS.	27
4.1.3.1 METODOLOGÍA CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍA DE GAS	28
4.1.4 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MONOFÁSICO. TUBERÍAS DE LÍQUIDOS.	30
4.1.4.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍA DE LÍQUIDO	31
4.1.5 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE NPSH <sub>A</sub> Y POTENCIA DE LAS BOMBAS.	33
<b>4.2 MARCO TEÓRICO DE MECÁNICA</b>	<b>36</b>
4.2.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LAS TUBERÍAS	36
4.2.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LOS TANQUES ATMOSFÉRICOS	37
4.2.3 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LOS RECIPIENTES A PRESIÓN	38
<b>4.3 MARCO TEÓRICO DE PROCEDIMIENTOS PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>39</b>
4.3.1 CICLO DE VIDA DE UN PROYECTO	40
4.3.5 INTERACCIONES ENTRE PROCESOS	44
4.3.6 ÁREAS DEL CONOCIMIENTO	45
4.3.6.1 GESTIÓN DE LA INTEGRACIÓN DEL PROYECTO	45
4.3.6.2 GESTIÓN DEL ALCANCE DEL PROYECTO	45
4.3.6.3 GESTION DEL TIEMPO DEL PROYECTO	45
4.3.6.4 GESTIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO	45
4.3.6.5 GESTIÓN DE LA CALIDAD DEL PROYECTO	45
4.3.6.6 GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS DEL PROYECTO	45
4.3.6.7 GESTIÓN DE LA COMUNICACIÓN DEL PROYECTO	46
4.3.6.8 GESTIÓN DE RIESGO DEL PROYECTO	46
4.3.6.9 GESTIÓN DE LA ADQUISICIONES DEL PROYECTO	46
<b>CAPITULO V</b>	<b>47</b>
<b>SOLUCIÓN DEL PROBLEMA</b>	<b>47</b>
<b>5.1 COMPONENTE 1 : INGENIERÍA DE DETALLE DE PROCESO</b>	<b>47</b>
5.1.1 ACTIVIDAD 1.1: CÁLCULO DE RECIPIENTE A PRESIÓN	48
5.1.1.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 1.1	48
5.1.1.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 1.1	50
5.1.1.3 LOGRO DE LA ACTIVIDAD 1.1	56

5.1.2	ACTIVIDAD 1.2 : CÁLCULO DE TUBERÍAS DE PROCESO MULTIFÁSICO	56
5.1.2.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 1.2	56
	PREMISAS	56
5.1.2.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 1.2	57
5.1.2.3	LOGRO DE LA ACTIVIDAD 1.2	73
5.1.3	ACTIVIDAD 1.3: CÁLCULO DE CAIDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MONOFÁSICO. TUBERÍA DE GAS	73
5.1.3.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 1.3	73
5.1.3.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 1.3	74
5.1.3.3	LOGROS DE LA ACTIVIDAD 1.3	85
5.1.4	ACTIVIDAD 1.4: CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MONOFASICO. TUBERÍA DE LÍQUIDOS	86
5.1.4.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 1.4	86
5.1.4.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 1.4	87
5.1.4.3	LOGRO DE LA ACTIVIDAD 1.4	90
5.1.5	ACTIVIDAD 1.5: CÁLCULO DE $NPSH_A$ Y POTENCIA DE LAS BOMBAS	90
5.1.5.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 1.5	90
5.1.5.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 1.5	91
5.1.5.3	LOGRO DE LA ACTIVIDAD 1.5	101
<b>5.2</b>	<b>COMPONENTE 2 : INGENIERÍA DE DETALLE DE MECÁNICA</b>	<b>103</b>
5.2.1	ACTIVIDAD 2.1 : CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LAS TUBERÍAS	103
5.2.1.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 2.1	103
5.2.1.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 2.1	103
5.2.1.3	LOGRO DE LA ACTIVIDAD 2.1	107
5.2.2	ACTIVIDAD 2.2 : CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LOS TANQUES ATMOSFÉRICOS	108
5.2.2.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 2.2	108
5.2.2.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 2.2	109
5.2.2.3	LOGRO DE LA ACTIVIDAD 2.2	110
5.2.3	ACTIVIDAD 2.3 : CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LOS RECIPIENTES A PRESIÓN	111
5.2.3.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 2.3	111
5.2.3.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 2.3	111
5.2.3.3	LOGRO DE LA ACTIVIDAD 2.3	112
<b>5.3</b>	<b>COMPONENTE 3: PROCEDIMIENTO PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>113</b>
5.3.1	ACTIVIDAD 3.1 : FASE I : INICIO	113
5.3.1.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 3.1	113
5.3.1.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 3.1	113
5.3.1.3	LOGROS DE LA ACTIVIDAD 3.1	113
5.3.2	ACTIVIDAD 3.2 : FASE II : PLANIFICACIÓN	113
5.3.2.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 3.2	113
5.3.2.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 3.2	113
5.3.2.3	LOGROS DE LA ACTIVIDAD 3.2	114
5.3.3	ACTIVIDAD 3.3 : FASE III : EJECUCIÓN	115
5.3.3.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 3.3	115
5.3.3.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 3.3	115

5.3.3.3	LOGROS DE LA ACTIVIDAD 3.3	115
5.3.4	ACTIVIDAD 3.4 : FASE IV : SEGUIMIENTO Y CONTROL	115
5.3.4.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 3.4	115
5.3.4.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 3.4	116
5.3.4.3	LOGROS DE LA ACTIVIDAD 3.4	116
5.3.5	ACTIVIDAD 3.5 : FASE V : CIERRE	116
5.3.5.1	CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 3.5	116
5.3.5.2	PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 3.5	116
5.3.5.3	LOGROS DE LA ACTIVIDAD 3.5	116
<b>5.4</b>	<b>CONSTATACIÓN DE LA HIPOTESIS</b>	<b>117</b>
5.4.1	CONSIDERACIONES FINALES CORRESPONDIENTES AL PROPÓSITO	117
5.4.2	PRUEBA FINAL CORRESPONDIENTE AL PROPÓSITO	117
5.4.3	LOGRO FINAL CORRESPONDIENTE AL PROPÓSITO	117
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>118</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>119</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>120</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>122</b>

## SIMBOLOGIA

$B_{hp}$	:	Potencia al freno de la bomba, hp
$B_{ph}$	:	Flujo volumétrico del fluido en barriles por hora
$c$	:	Sobreespesor por corrosión, en pulgadas
$C$	:	Constante dependiente del tipo de bomba
$D_N$	:	Diámetro nominal, pulg
$D_C$	:	Diámetro calculado, pulg
$D_A$	:	Diámetro asumido, pulg
$D$	:	Diámetro de la tuberías o diámetro, pulgadas
$D_i$	:	Diámetro interior del recipiente, pies
$E$	:	Factor de eficiencia
$E_s$	:	Factor de inspección de juntas soldadas
$f$	:	Factor de fricción
$f_{tp}$	:	Factor de fricción de flujo bifásico
$f_o$	:	Factor de fricción de tubería pulida
$g$	:	Constante gravitacional o gravedad: 32,2 pies/s <sup>2</sup>
$h_A$	:	Cabezal de aceleración, pies
$h_D$	:	Cabezal a la descarga, pies
$h_f$	:	Pérdidas por fricción, pies

$h_s$	:	Cabezal a la succión, pies
$H$	:	Cabezal total, pies
$H_a$	:	Presión absoluta sobre la superficie del nivel de líquido, pies
$H_{vpa}$	:	Presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeos, pies
$H_{st}$	:	Altura estática del líquido sobre la succión de la bomba, pies
$H_{fs}$	:	Pérdidas en la succión a través de accesorios y tramos de tuberías, pies
$K$	:	Factor de no perturbación a la succión
$L$	:	Longitud de la tubería, pies
$L_s$	:	Longitud de la tubería de succión, pies
$L_m$	:	Longitud de la tubería promedio, pies
$M_G$	:	Flujo másico de gas (T y P @ condiciones de operación), lb/s
$n$	:	Velocidad de la bomba, rpm
$P$	:	Presión de Operación en el recipiente, psia
$P_b$	:	Presión base; 14,7 psia
$P_{corr}$	:	Máxima presión corroída, en psia
$P_E$	:	Presión de entrada, psia
$P_S$	:	Presión de salida, psia
$P_M$	:	Peso molecular del gas, lb/lb-mol
$P_{max}$	:	Máxima presión de diseño, en psia
$q_F$	:	Flujo promedio o volumétrico del fluido, BPD
$q_L$	:	Flujo promedio o volumétrico del petróleo, BOPD
$q_w$	:	Flujo promedio o volumétrico del agua, BWPD
$Q$	:	Flujo promedio o volumétrico de gas, MMSCFD

$Q_G$	:	Flujo volumétrico de gas, pies <sup>3</sup> /s
$Q_F$	:	Flujo promedio o volumétrico del fluido, pies/s
$R$	:	Constante de gases = 10,73 psia - pie <sup>3</sup> / (lb-mol R)
$R_i$	:	Radio interior del separador, pies
$R_L$	:	Resistencia entrada del líquido
$S_G$	:	Gravedad específica del gas
$S$	:	Esfuerzo máximo permisible, en psi
$t_{h\ cab}$	:	Espesor del cabezal, pulgadas
$t_{s\ casco}$	:	Espesor del casco cilíndrico, en pulgadas
$t_{comercial}$	:	Espesor comercial seleccionado para cabezal + casco, en pulgadas
$T$	:	Temperatura de operación en el recipiente, R
$T_{avg}$	:	Temperatura de operación promedio, R
$T_b$	:	Temperatura base, R
$V$	:	Velocidad promedio en la tubería, pies/s
$V_{SG}$	:	Velocidad superficial del gas, pies/s
$V_{SL}$	:	Velocidad superficial del líquido, pies/s
$V_{SM}$	:	Velocidad superficial de la mezcla, pies/s
$V_t$	:	Velocidad crítica o terminal del gas, pies/s
$Z_{avg}$	:	Factor de compresibilidad promedio del gas
$Z$	:	Factor de compresibilidad de gases
$\beta$	:	Factor de corrección de densidad
$\epsilon$	:	Rugosidad, pulg
$\lambda$	:	Resistencia del líquido
$\eta$	:	Eficiencia de la bomba

$\mu_l$	Viscosidad del líquido, cP
$\mu_g$	Viscosidad del gas, cP
$\mu_h$	Viscosidad del mezcla, cP
$\rho_l$	Densidad del líquido, lb/pie <sup>3</sup>
$\rho_g$	Densidad del gas, lb/pie <sup>3</sup>
$\rho_h$	Densidad del mezcla, lb/pie <sup>3</sup>
$\Delta P$	Presión diferencial, psi

## **GLOSARIO DE UNIDADES**

<b>BOPD</b>	<b>Barriles de petróleo por día</b>
<b>BWPD</b>	<b>Barriles de agua por día</b>
<b>BPD</b>	<b>Barriles por día</b>
<b>SCFD</b>	<b>Pies cúbicos estándar por día</b>
<b>MMSCFD</b>	<b>Millones de pies cúbicos estándar por día</b>

## **PRÓLOGO**

El presente informe consta de cinco (05) capítulos y presenta la forma en la que se ha calculado, diseñado y seleccionado los componentes de una planta de recuperación de petróleo de 1834 barriles por día.

En el Capítulo I se presenta la introducción, donde se describen los aspectos básicos: antecedentes, objetivos generales, objetivos específicos, justificación, alcance y limitaciones del proyecto a implementar.

En el Capítulo II se presenta la memoria descriptiva, donde se describe el esquema de la planta y las explicaciones de la función según cada sistema y, el proceso productivo, donde se describe el diagrama del sistema productivo con su respectiva fase productiva.

En el Capítulo III se presenta la identificación del problema y el planteamiento de la hipótesis de trabajo.

En el Capítulo IV se presenta el marco teórico, donde se brindan los conceptos y definiciones necesarias para el desarrollo del proyecto.

En el Capítulo V se presenta la solución del problema, donde se plantean las soluciones necesarias para el desarrollo del proyecto.

Por último, se dejan plasmados las conclusiones y recomendaciones, bibliografía, y anexos; utilizados en el presente informe de suficiencia.

## **CAPITULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

#### **1.1 ANTECEDENTES**

Según Petroperú S.A., la demanda de hidrocarburos en el Perú está incrementándose, Manco Zaconetti J., (2013) “Petróleo, Gas & Negocios” Edición n° 50, y con ello se incrementa la necesidad de nuevos contratos de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú. Estos contratos contemplan la perforación y operación / reactivación de pozos, la construcción de las instalaciones de superficie que permitan un adecuado manejo de los fluidos producidos.

Desde el inicio de las operaciones de explotación y producción de petróleo en el norte peruano, en los años 60, el petróleo producido ha sido recolectado, desgasificado y separado del agua en las plantas o instalaciones de producción existentes en el área; el crudo es enviado a los sistemas de fiscalización y almacenamiento de crudo de Perupetro S.A., para su refinación y/o venta. El gas producido se destina para los servicios de inyección, levantamiento artificial (*plunger lift*) y/o gas a ventas. El agua producida se acondiciona y se inyecta al yacimiento. Para el manejo de producción del petróleo en el norte peruano, se ha previsto la

implementación de una planta o instalación superficial para la recuperación de de petróleo de 1834 barriles por día en el norte peruano.

Con el fin de garantizar e incrementar la producción de petróleo y lograr cubrir la demanda del mercado peruano se prevé adecuar nuevas plantas o también denominadas instalaciones superficiales, entre las cuales se somete a consideración del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

## **1.2 OBJETIVOS GENERALES**

El objetivo general del presente proyecto es el cálculo, diseño y selección de los componentes de una planta o instalación de superficie que permita recibir la producción de un conjunto de pozos para realizar las siguientes operaciones: separar el gas del petróleo, controlar la producción del petróleo, agua y gas de cada pozo, y bombear la producción a la planta de fiscalización con el fin de satisfacer la demanda de un buen diseño e ingeniería.

## **1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Los objetivos específicos del proyecto son:

- Dimensionar las tuberías de recepción, almacenamiento y despacho;
- Calcular el NSPH de la bomba de despacho;
- Dimensionar tanques atmosféricos aplicando la norma API Estándar 650 (Tanques soldados de almacenamiento de combustible, Edición 11, Año 2012) y verificar con el software Coade Tank versión 2012 (paquete de software completo y fácil de usar para el diseño, análisis y evaluación de tanques de almacenamiento de petróleo);
- Dimensionar los recipientes a presión aplicando la norma ASME VIII Div.1 (Reglas para la construcción de recipiente a presión, Año 2010)

y verificar con el software Coade PV Elite versión 2013 (paquete de software completo y fácil de usar para el diseño, análisis y evaluación de recipientes a presión e intercambiadores de calor).

#### **1.4 JUSTIFICACIÓN**

Hace algunas décadas, optimizar los costos no era una prioridad a la hora de diseñar una planta o instalación superficial; el diseño estaba completamente enfocado a que dicha instalación superficial fuera capaz de soportar las condiciones de servicio, por lo que muchos de sus componentes principales, como, por ejemplo, bomba de despacho, tuberías de proceso, equipos de recipientes a presión y tanques atmosféricos, estaban sobredimensionados para evitar problemas. Hoy en día, optimizar los costos es de suma prioridad para las compañías petroleras. Este hecho, unido a la gran competencia existente entre las empresas que se dedican a la fabricación de instalaciones superficiales hace que dichas empresas tengan que optimizar su diseño para que sea lo más económico posible; asegurando el mejor funcionamiento que permita recibir la producción de un conjunto de pozos para realizar las siguientes operaciones: separar el gas del petróleo, controlar la producción del petróleo, agua y gas de cada pozo, y bombear la producción a la planta de fiscalización.

#### **1.5 ALCANCE**

El presente proyecto tiene como alcance el cálculo, diseño y selección de los componentes de un planta de recuperación de petróleo de 1834 barriles por día, a nivel de ingeniería.

El trabajo de detalle contempla los siguientes desarrollos:

- Dimensionar los recipientes a presión denominados separadores de control y separador total;
- Dimensionar los tanques atmosféricos;
- Dimensionar la tubería de proceso ubicada en la recepción, almacenamiento y despacho, que permitan un adecuado manejo de los fluidos producidos;
- Elaborar hoja de datos de los recipientes a presión y tanques atmosféricos;
- Elaborar planos tales como: diagrama de tubería, planta y elevación de la instalación superficial;
- Elaborar costo de inversión en la elaboración de la instalación superficial;
- Elaboración de procedimiento para la administración del proyecto.

## **1.6 LIMITACIONES**

El desarrollo del proyecto tuvo las siguientes limitaciones:

- Diseño e instalación de las áreas eléctricas, instrumentación y civil;
- Diseño de venteo de gas natural, según lo indicado en el Decreto Supremo N° 048-2009-EM;
- Elaborar hoja de datos de la bomba de despacho;
- El área de trabajo se encuentra dentro de la nueva planta o también denominada instalación superficial.

## CAPITULO II

### MEMORIA DESCRIPTIVA

#### 2.1 PRESENTACIÓN DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN

##### 2.1.1 ESQUEMAS DE LA PLANTA CON SU LEYENDA Y FUNCIÓN GLOBAL

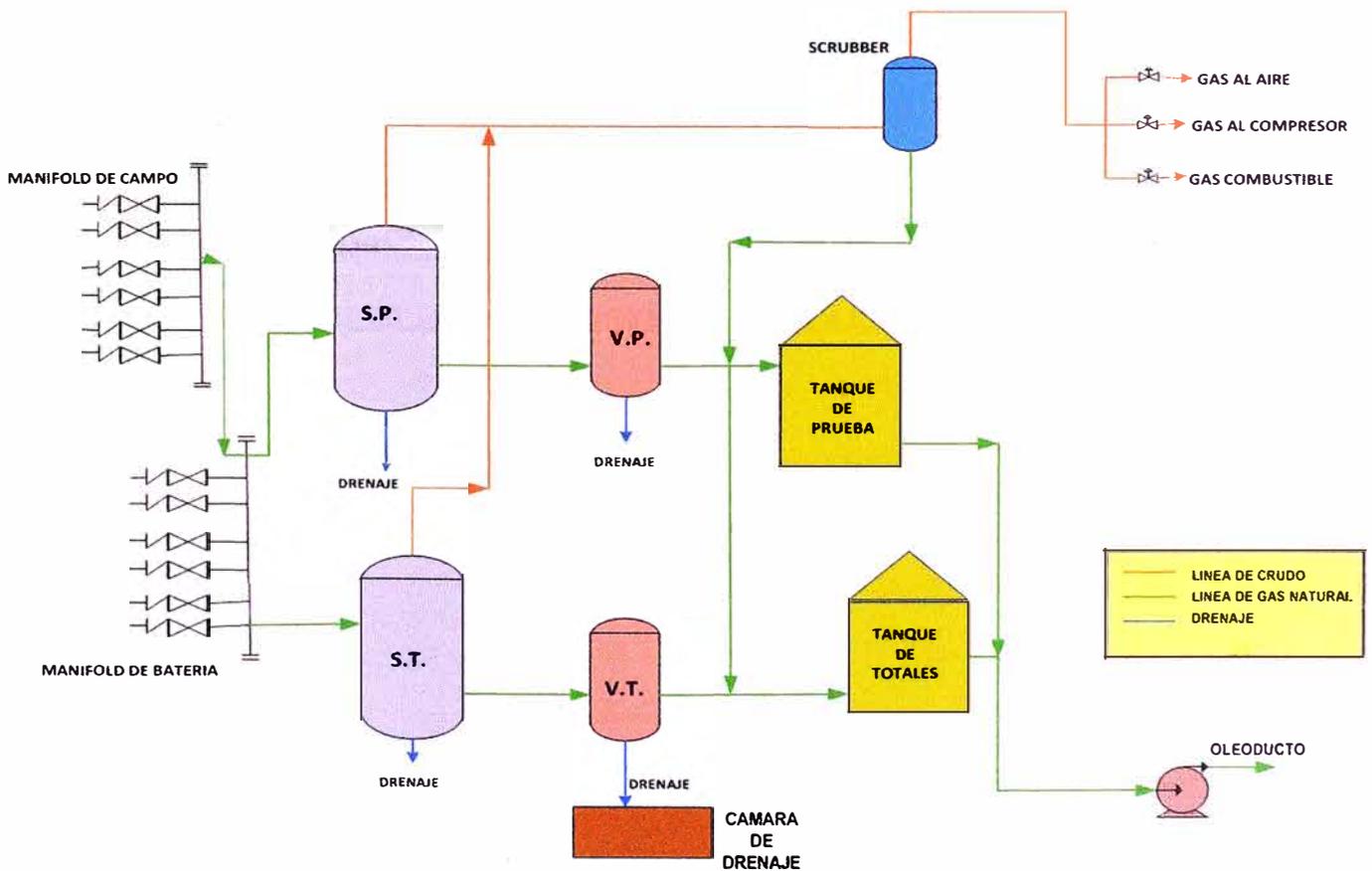


Fig. 2. 1 Esquema de Proceso de la Planta

## 2.1.2 EXPLICACIÓN DE LA FUNCIÓN DE CADA SUBSISTEMA DE LA PLANTA

**Manifold de batería.** Recibir la producción de un conjunto de pozos petroleros que se encuentran fuera de la Planta (instalación superficial).

**Separadores de prueba (SP) y totales (ST).** Realiza la siguiente operación: separar el gas del petróleo, controlar la producción del petróleo, agua y gas de cada pozo.

**Scrubber.** Separa el gas del petróleo.

**Bomba.** Bombea la producción a la planta de fiscalización.

**Tanques de prueba y totales.** Almacenan el crudo proveniente de los separadores de pruebas y total.

**Tuberías de interconexión.** Son las facilidades de interconexión entre las tuberías y equipos para el manejo de la producción.

## 2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCCIÓN

### 2.2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA PRODUCTIVO

## MAPA DE PROCESOS DE PRODUCCIÓN

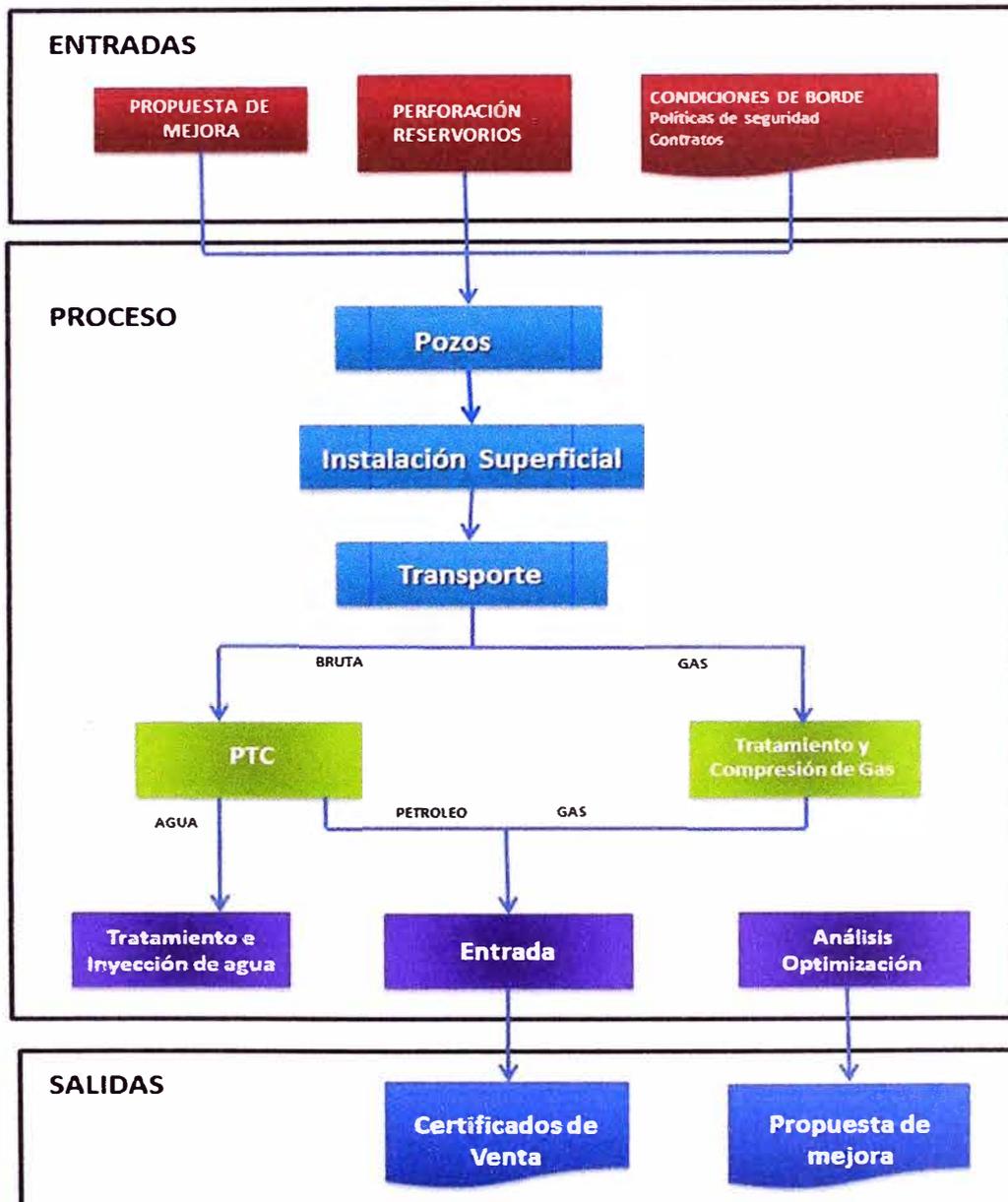


Fig. 2. 2 Mapa de Proceso Productivo

### 2.2.2 EXPLICACIÓN DE CADA FASE DEL PROCESO PRODUCTIVO

**Entrada:** Son las propuestas de mejoras, es decir, proyectos nuevos, nuevas perforaciones de pozos, políticas de Medioambiente y Seguridad, el entorno social, condiciones climáticas, legislación, etc.

**Proceso:** La producción de los pozos petroleros ingresa a la planta o también denominada instalación superficial para una determinada volumetría de Bruto de petróleo y gas donde son transportadas a la planta de tratamiento de crudo (PTC) y estación compresora, después serán transportados hacia el punto de venta o también denominado punto de fiscalización.

**Salidas:** Es el punto de fiscalización donde se realiza la venta de los hidrocarburos; asimismo, se realizará el análisis del producto para futuras propuestas de mejoras.

### **2.3 DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO**

El crudo es vendido a Petroperú u otro similar técnico.

El gas natural es vendido en el punto de venta o fiscalización.

El agua es reinyectada a los pozos petroleros.

## **CAPITULO III**

### **IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS DE TRABAJO**

#### **3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA**

Debido a la demanda de hidrocarburos del país, el Estado plantea la perforación masiva de pozos petroleros; esto conlleva a la necesidad de nuevas instalaciones superficiales cerca del área de pozos.

##### **3.1.1 ESTADO SITUACIONAL ENCONTRADO**

Actualmente, no existe una nueva instalación de superficie que permita recibir la producción de un conjunto de pozos nuevos para realizar las siguientes operaciones: Separar el gas del petróleo, controlar la producción del petróleo, agua y gas de cada pozo.

##### **3.1.1.1 HISTORIA DE LA OFERTA Y LA DEMANDA**

Humberto Campodónico, expresidente de Petroperú, refirió que en el año 2011 la demanda interna de combustibles se incrementó; lo que obligó a que se aumenten las importaciones en un 13% y se intensifiquen las perforaciones masivas en el norte peruano. Asimismo, indicó que las utilidades para el 2011 ascendieron a S/.532. 6 millones.

### 3.1.1.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La proyección de la demanda de los hidrocarburos en el Perú es creciente, esto es debido a la fuerte demanda en los sectores públicos e industriales.

### 3.1.2 ESTADO FUTURO DESEADO

En el futuro se espera que las nuevas instalaciones superficiales tengan las facilidades necesarias para las nuevas demandas debido a las perforaciones masivas.

### 3.1.3 DIFICULTADES ENCONTRADAS EN EL PROCESO PRODUCTIVO DESCRITO EN EL PUNTO 2.2

Se plantea el problema mediante la siguiente pregunta:

¿Es factible el cálculo, diseño y selección de los componentes de una planta de recuperación de petróleo de 1834 barriles por día?

## 3.2 PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS DE TRABAJO

### 3.2.1 DIAGRAMA MEDIOS-FINES

Se puede estructurar un correlato entre los medios y fines de la siguiente manera:

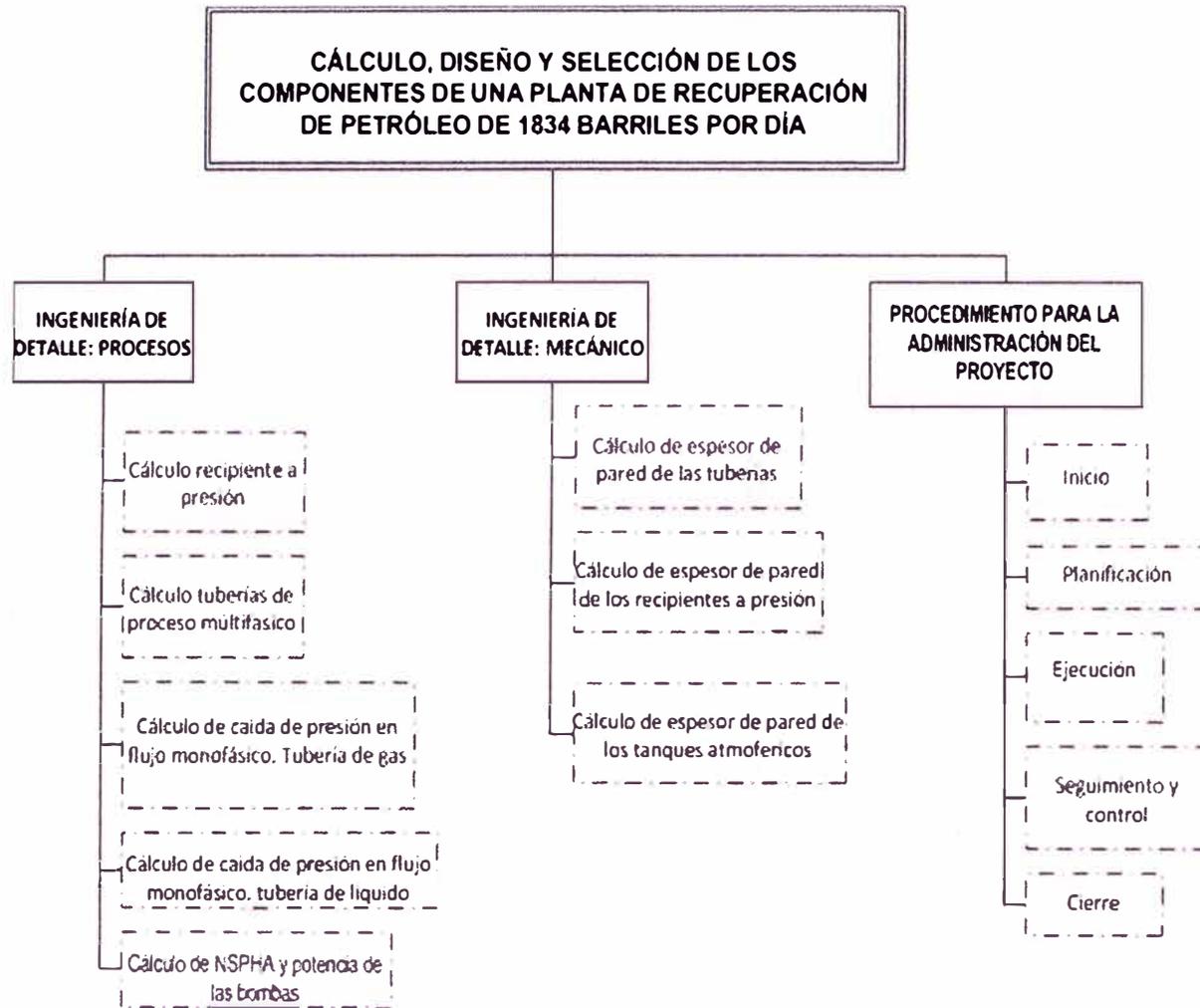


Fig. 3. 1Estructura de Medios y Fines

### 3.2.2 PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS

Sí es factible validar el logro del presente proyecto, así como los procedimientos para la administración en el proyecto, es posible establecer y completar las consideraciones complementarias como el cálculo hidráulico, cálculo de equipos (bombas, tanques atmosféricos, recipientes a presión, etc.); y asimismo, ser enfocados con la Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK®).

Nos planteamos la siguiente hipótesis:

Si es factible el cálculo, diseño y selección de los componentes de una planta de recuperación de petróleo de 1834 barriles por día.

## CAPITULO IV

### MARCO TEÓRICO

#### 4.1 MARCO TEÓRICO DE PROCESO

##### 4.1.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE RECIPIENTES A PRESIÓN

Como ecuación de cálculo para la velocidad terminal del fluido dentro de un separador se utiliza la recomendada por API SPEC 12J. Appendix C. Diseño y cálculo de dimensionamiento:

$$V_t = K \sqrt{(\rho_l - \rho_g) / \rho_g} \quad (4.1)$$

Dónde:

$V_t$ : Velocidad crítica o terminal del gas, pie/s

$\rho_l$ : Densidad del líquido, lb/pie<sup>3</sup>

$\rho_g$ : Densidad del gas, lb/pie<sup>3</sup>

K y C: Constantes para dimensionamiento de separadores con extractores tipo neblina.

La densidad del gas, (lb/pie<sup>3</sup>) a condiciones de presión y temperatura de operación se calcula con:

$$\rho_g = P \times P_M / (RTZ) \quad (4.2)$$

Dónde:

P: Presión de Operación en el recipiente, psia

T: Temperatura de Operación en el recipiente, °R

P<sub>M</sub>: Peso Molecular del gas, lb/lb-mol

R: Constante de gases = 10,73 psia - pie<sup>3</sup> / (lb-mol °R)

Z: Factor de compresibilidad de gases.

Para el cálculo del Área Transversal del recipiente requerida para el gas, se emplea la ecuación:

$$A = Q_G / V_t \quad (4.3)$$

Dónde:

Q<sub>G</sub>: Flujo volumétrico de gas, pies<sup>3</sup>/s

V<sub>t</sub>: Velocidad crítica o terminal del gas, pies/s.

El flujo de gas (Q<sub>G</sub>) a las condiciones del proceso se determina por:

$$Q_G = M_G / \rho_g \quad (4.4)$$

Dónde:

M<sub>G</sub>: Flujo másico de gas (T y P @ condiciones de operación), lb/s

ρ<sub>g</sub>: Densidad del gas (T y P @ condiciones de operación), lb/pie<sup>3</sup>

Para el cálculo del flujo másico del gas (M<sub>G</sub>) se utiliza la siguiente formula:

$$M_G = Q \times 106 \times P_M / (379 \times 24 \times 3600) \quad (4.5)$$

Dónde:

Q: Flujo promedio de gas, MMSCFD

P<sub>M</sub>: Peso Molecular del gas, lb/lb-mol

Para el cálculo del diámetro requerido empleamos la siguiente ecuación:

$$D = \sqrt{(4 \times A / \pi)} \quad (4.6)$$

Dónde:

D: Diámetro requerido por el recipiente, pies

A: Área transversal del recipiente, pie<sup>2</sup>.

Como longitud mínima del recipiente, requerida para separar las gotas de líquido de la corriente de gas, se emplea la siguiente ecuación.

$$L_{\text{Min}} = h_{\text{NAAL-Fondo}} + h_{\text{NAAL-DG}} + h_{\text{DG-Malla}} + h_{\text{Malla}} + h_{\text{Malla-Tope}} \quad (4.7)$$

Dónde:

$h_{\text{NAAL-Fondo}}$ : Altura entre Nivel Alto y Alto de Líquido al fondo del recipiente, pies

$h_{\text{NAAL-DG}}$ : Altura entre  $h_{\text{NAAL}}$  y boquilla de salida de gas, pies.

$$h_{\text{NAAL-DG}} = 2D_G \quad (4.8)$$

$h_{\text{DG-Malla}}$ : Altura entre la boquilla de salida de gas y la malla o demister, pies.

$$\text{Si } 0,5D > 2 \text{ pies, } h_{\text{DG-Malla}} = D/2 \text{ pies} \quad (4.9)$$

$$\text{Si } 0,5D < 2 \text{ pies, } h_{\text{DG-Malla}} = 2 \text{ pies} \quad (4.10)$$

$h_{\text{Malla}}$ : Altura de la malla o demister, pies.

$$h_{\text{Malla}} = 0,5 \text{ pies} \quad (4.11)$$

$h_{\text{Malla-Tope}}$ : Altura entre la malla y el tope del recipiente, pies.

$$\text{Si } 0,15D/12 > 16/12 \text{ pies, } h_{\text{Malla-Tope}} = 0,15 D/12 \text{ pies} \quad (4.12)$$

$$\text{Si } 0,15D/12 < 16/12 \text{ pies, } h_{\text{Malla-Tope}} = 16/12 \text{ pies} \quad (4.13)$$

Separador Bifásico / Scrubber Gas:

- El nivel bajo – bajo de líquido o  $h_{NBBL}$  se mantiene en 9 pulgadas.
- Altura desde el nivel bajo - bajo de líquidos al nivel bajo de líquidos se mantiene en 9 pulgadas.
- Altura desde el nivel alto de líquidos al nivel alto – alto de líquidos se mantiene en 9 pulgadas.
- Como tiempo de residencia del líquido dentro del recipiente se sugiere lo siguiente:

Tabla 4. 1 Tiempo de residencia de líquido dentro del recipiente

Descripción	Min.
Nivel Normal de Líquidos al Nivel Alto de Líquidos ( $h_{NNL-NAL}$ )	1,50
Nivel Bajo de Líquidos al Nivel Normal de Líquidos ( $h_{NBL-NNL}$ )	1,50

La longitud entre las costuras de los cabezales (costura/ costura) tendrán una relación respecto al diámetro L/D de 2:1 a 6:1

Con la finalidad de tener un régimen de flujo adecuado a la entrada de un recipiente, para el cálculo de la velocidad de alimentación se utiliza la relación:

$$V_{LF} = 50 / \sqrt{\rho_m} \quad (4.14)$$

Con la finalidad de tener un régimen de flujo adecuado a la salida de gas de un recipiente, para el cálculo de la velocidad se utiliza la relación:

$$V_{GF} = 60 / \sqrt{\rho_g} \quad (4.15)$$

Con la finalidad de tener un régimen de flujo adecuado a la salida de líquidos de un recipiente, la velocidad máxima se fija en 3,3 pie/s.

#### 4.1.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE TUBERÍAS DE PROCESO MULTIFÁSICO

El flujo anular es un flujo muy estable, esta estabilidad, unido al hecho de que se favorece la transferencia en masa del flujo de gas y líquido, hace muy beneficioso este régimen de flujo para algunas reacciones químicas. Cuando en el flujo anular la velocidad del gas llega a ser suficientemente alta, la película del líquido se desprende de las paredes y este es transportado como pequeñas gotas por el gas. Este régimen se conoce como neblina anular o como régimen de flujos de neblina si el líquido se encuentra totalmente disperso como pequeñísimas gotas en la fase del gas que se mueve a alta velocidad. En el flujo de neblina las fases de vapor y líquido están íntimamente mezcladas y por ello la mezcla bifásica se asemeja mucho a una fase homogénea. En consecuencia, se recomienda evitar el flujo de neblina en tuberías de proceso de gas y líquidos para la alimentación de separadores. Se deben usar los mapas de flujo horizontal y vertical de la figura 4.1 y 4.2, para evitar el flujo de neblina.

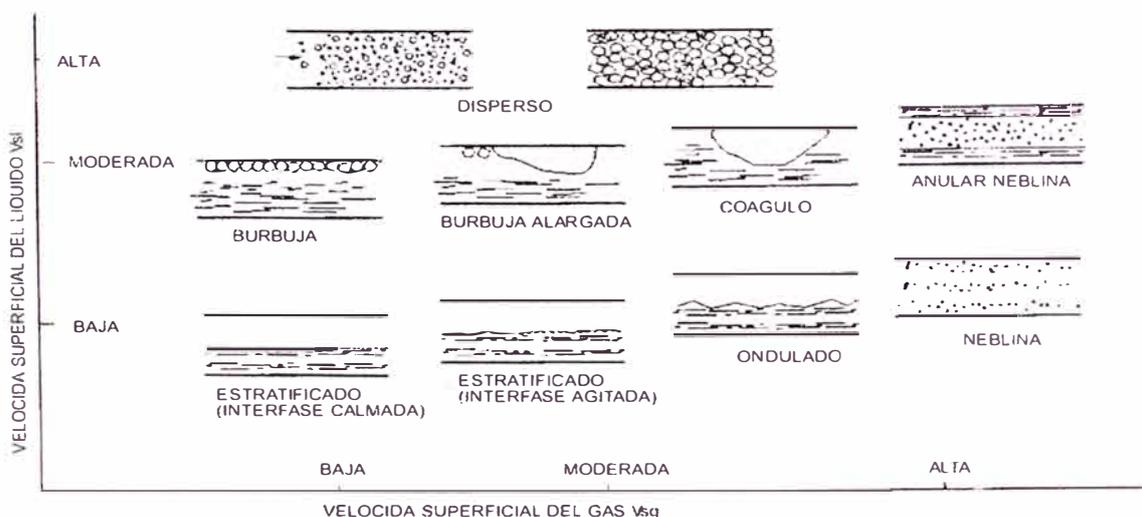


Fig. 4. 1 Velocidad Superficial del Gas VS Velocidad Superficial del Líquido

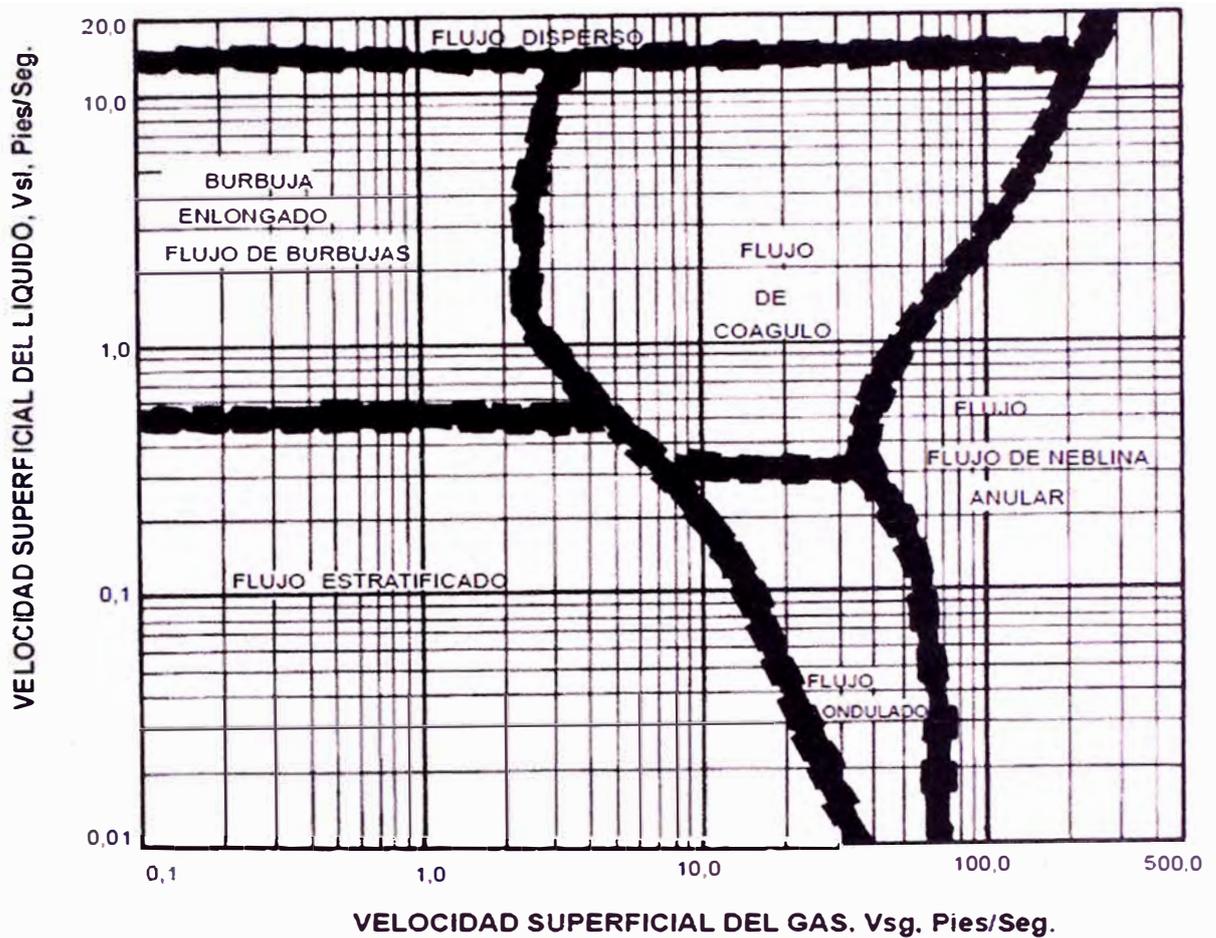


Fig. 4. 2 Mapas de Flujo para Líquidos y Gas

Se utilizan las siguientes guías para evitar velocidades excesivas en las tuberías de proceso que transportan flujos de fase mixta.

a) Velocidad Máxima

$$V_{SM} \leq 100 / \sqrt{\rho_h} \quad (4.16)$$

Donde:

$V_{SM}$ : Velocidad superficial de la mezcla, pie/s.

$\rho_h$ : Densidad de la mezcla homogénea (T y P @ condiciones de operación), lb/pie<sup>3</sup>.

## b) Velocidad Erosional

Los sistemas de flujo bifásico están casi siempre acompañados por erosión, especialmente en el caso de tuberías de proceso diseñadas para transportar flujos a alta velocidad dentro de los régimen anular o de neblina. El siguiente criterio empírico se utiliza para evitar la posibilidad de erosión en una tubería de acero al carbono bifásica:

$$V_{SM} \leq 160 / \sqrt{\rho_h} \quad (4.17)$$

La velocidad de la mezcla,  $V_{SM}$ , se define como  $V_{SL} + V_{SG}$ , que son las velocidades superficiales de las fases de vapor y líquido.

$$V_{SL} = M_L / (3600 * 24 * \rho_L * 0,7854 (D/12)^2) \quad (4.18)$$

$$V_{SG} = M_G / (3600 * 24 * \rho_G * 0,7854 (D/12)^2) \quad (4.19)$$

Donde:

$V_{SL}$ : Velocidad superficial del líquido, pies/s.

$V_{SG}$ : Velocidad superficial del gas, pies/s.

$M_L$ : Flujo Másico del líquido, lb/día.

$M_G$ : Flujo Másico del gas, lb/día.

$\rho_L$ : Densidad del líquido (T y P @ condiciones de operación), lb/pie<sup>3</sup>.

$\rho_G$ : Densidad del gas (T y P @ condiciones de operación), lb/pie<sup>3</sup>.

D: Diámetro interno de la tubería, pulgadas.

Para el cálculo de la boquilla de alimentación se utilizan la siguiente ecuación:

$$D_F = \sqrt{4 M_F / \rho_{MF} \pi V_F} \quad (4.20)$$

Dónde:

$M_F$ : Flujo másico total de la corriente de alimentación, lb/dia.

$V_F$ : Velocidad de la corriente de fluido, pies/s

$\rho_{MF}$ : Densidad del gas (T y P @ condiciones de operación), lb/pie<sup>3</sup>.

El flujo másico total se calcula a partir del flujo másico de cada una de las fases presentes en la corriente.

$$M_F = M_G + M_L + M_W \quad (4.21)$$

$$M_L = q_L \rho_L @^{85F} \times 0,15899 \times 35,3147 \quad (4.22)$$

$$M_W = q_W \rho_W @^{85F} \times 0,15899 \times 35,3147 \quad (4.23)$$

$$\rho_h = (M_F) / (M_G / \rho_g + (q_L + q_W) * 5,615) \quad (4.24)$$

Para el cálculo de la boquilla de salida de líquidos se utilizan la siguiente ecuación:

$$D_L = \sqrt{4 (M_L + M_W) / (\rho_{ML} \pi V_L)} \quad (4.25)$$

$$\rho_L = (M_L + M_W) / ((q_L + q_W) * 5,615) \quad (4.26)$$

$$D_L = \sqrt{4 (M_L + M_W) / (24 \times 3600 \times \rho_{ML} \pi V_F)} \quad (4.27)$$

#### 4.1.2.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO.

Para el cálculo de caídas de presión en tuberías de proceso que transportan mezclas de gases y líquidos sin vaporización aparente se recomienda el uso de las ecuaciones de Dukler, las cuales se basan en los siguientes principios básicos.

a) Caída total de presión para una sección de tubería.

$$\Delta P = (\Delta P / \Delta L)_{\text{Fricción}} * L + (\Delta P / \Delta L)_{\text{Elevación}} * L_H + \Delta P_{\text{Aceleración}} \quad (4.28)$$

Donde:

$\Delta P$ : Caída de presión en la tubería, psig.

L: Longitud real o equivalente de tubería, pies.

$L_H$ : Diferencia de alturas, pies.

b) Gradiente de presión por fricción.

$$(\Delta P / \Delta L)_{\text{Fricción}} * L = (1,344 \times 10^{-5} * f_{tp} * M_{\text{Total}}^2) / (\beta * \rho_h * D^5) \quad (4.29)$$

Donde:

$(\Delta P / \Delta L)_{\text{Fricción}} * L$  : Caída de presión en la tubería debido a la fricción, psig.

$f_{tp}$ : Factor de fricción del flujo bifásico.

$M_{\text{Total}}$ : Flujo Másico total de los fluidos, lb/día.

$\rho_h$ : Densidad de la mezcla homogénea (T y P @ condiciones de operación), lb/pie<sup>3</sup>.

D: Diámetro interno de la tubería, pulgadas.

$\beta$ : Factor de corrección de densidad.

$$\beta = (\rho_L / \rho_h)(\lambda^2 / R_{\text{Líquido}}) + (\rho_G / \rho_h) [(1 - \lambda^2) / (1 - R_{\text{Líquido}})] \quad (4.30)$$

$$\lambda = Q_L / (Q_L + Q_G) \quad (4.31)$$

$$\rho_h = \rho_L \lambda + \rho_G (1 - \lambda) \quad (4.32)$$

$$\mu_h = \mu_L \lambda + \mu_G (1 - \lambda) \quad (4.33)$$

Donde:

$Q_L$ : Flujo volumétrico del líquido, pies<sup>3</sup>/s.

$Q_G$ : Flujo volumétrico del gas, pies<sup>3</sup>/s.

$\lambda$ , es la resistencia del líquido en una mezcla homogénea, basada en el flujo de entrada o de salida en la tubería, se utiliza para definir las propiedades físicas homogéneas de la mezcla.

$R_L$ , es la resistencia real del líquido en la tubería y se evalúa con las correlaciones dadas en las figuras 4.3 y 4.4.

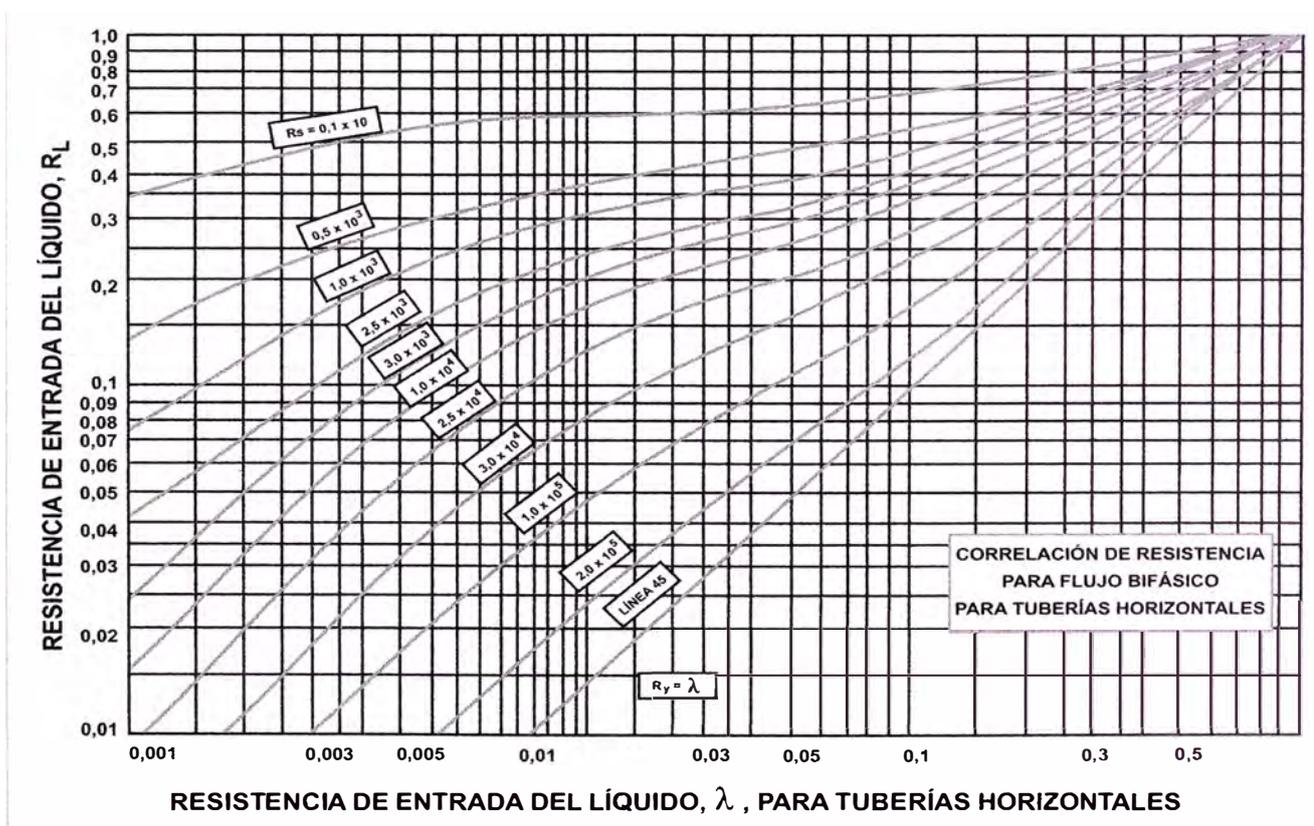


Fig. 4. 3 Resistencia Real del Líquido en las Tuberías Horizontales

La Figura 4.4 nos da la correlación de Dukler para  $(f_{tp}/f_o)$  vs  $\lambda$ . El factor de fricción de tubería pulida,  $f_o$ , se puede obtener de la Figura 4.4 con el diámetro de la tubería: como una función del número de Reynolds bifásico. El valor de  $f_o$  se debe obtener solamente de la tubería más baja, por ejemplo para  $\epsilon/D = 0,000001$ , la tubería que está por debajo de este.

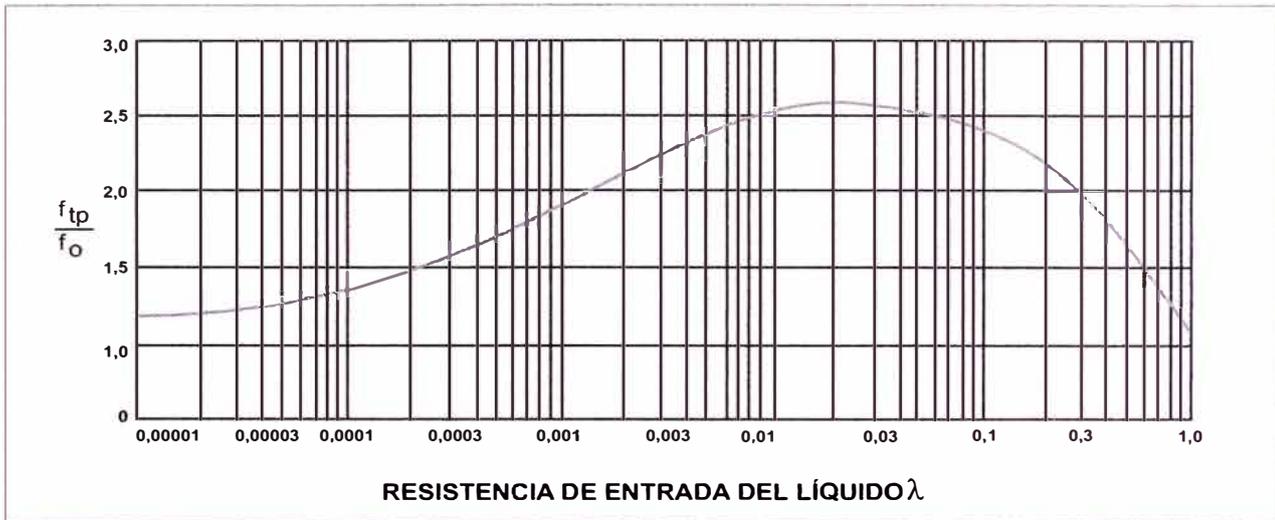


Fig. 4. 4 Factor de Fricción de Flujo Bifásico ( $f_{tp}$ )

c) Gradiente de presión por elevación.

Dos casos importantes deben ser considerados:

- Flujo ascendente en tuberías verticales e inclinadas:

$$(\Delta P / \Delta L)_{\text{Elevación}} \cdot L_H = (6,95 \times 10^{-3} \rho_m \text{ sen}\theta) \quad (4.34)$$

$$\rho_m = R_L \rho_L + (1-R_L) \rho_g \quad (4.35)$$

Donde:

$(\Delta P / \Delta L)_{\text{Elevación}} \cdot L_H$ : Caída de presión por elevación, psig

$\rho_m$ : Densidad real de la mezcla dentro de la tubería, lb/pie<sup>3</sup>

$\theta$ : Angulo de inclinación con respecto a la horizontal

- Flujo descendente en tuberías verticales e inclinadas:

$$(\Delta P / \Delta L)_{\text{Elevación}} \cdot L_H = 0 \quad (4.36)$$

ASCENDENTE BIFASICO LEA EL FACTOR DE CORRECCION  $f_0$   
DE FIGURA 4.5

CORRELACION DE RESISTENCIA PARA FLUJO BIFASICO  
EN TUBERIAS VERTICALES CON FLUJO ASCENDENTE

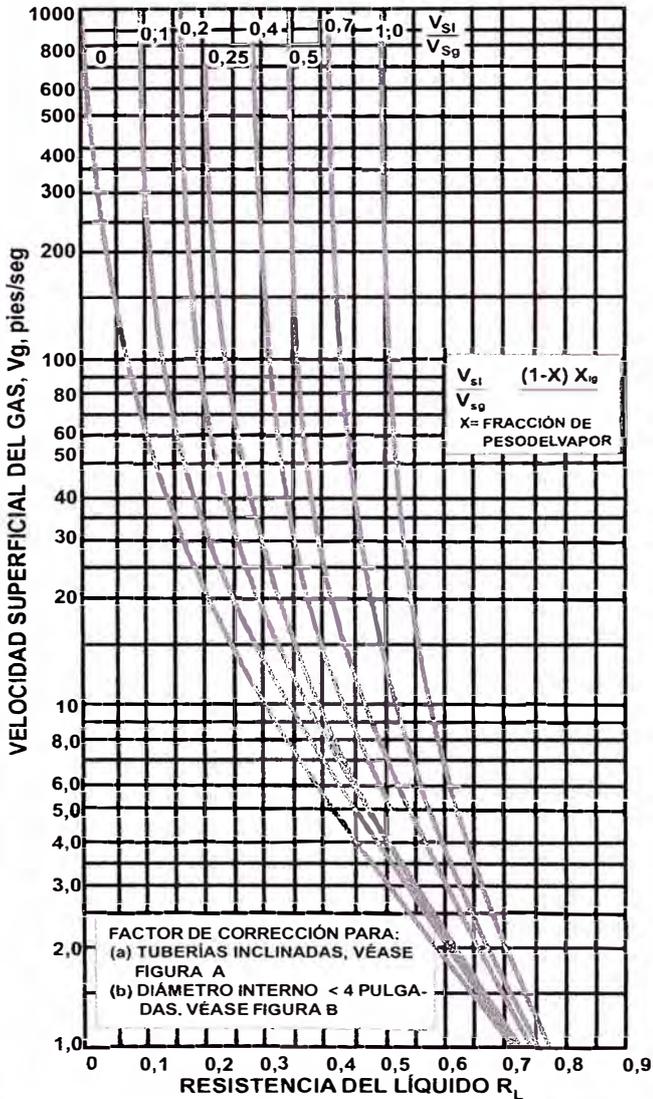


FIGURA A

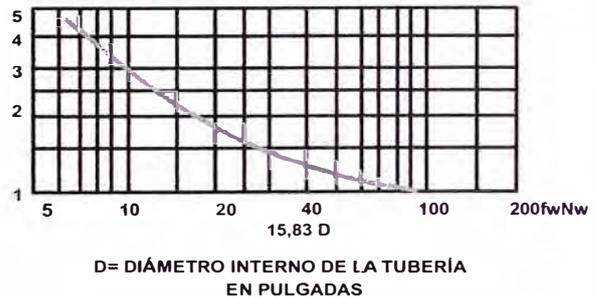
FACTOR DE CORRECCIÓN PARA LA CORRELACIÓN DE  
RESISTENCIA DEL LÍQUIDO EN FLUJO VERTICAL ASCENDENTE  
FACTOR DE CORRECCIÓN PARA LA INCLINACIÓN DE LA VERTICAL



NOTA: PARA TUBERÍAS INCLINADAS QUE TRANSPORTAN FLUJO ASCENDENTE BIFASICO LEA EL FACTOR DE CORRECCIÓN  $f_0$  DE ESTA FIGURA Y MULTIPLIQUE LA VELOCIDAD SUPERFICIAL DEL GAS,  $V_{sg}$ , POR  $f_0$ , ANTES DE INTRODUCIR LOS VALORES EN EL EJE DE LAS ORDENADAS DE LA FIGURA 4, PARA OBTENER LA RELACION  $V_{sl}/V_{sg}$  NO CORRIJA  $V_{sg}$

FIGURA B

FACTOR DE CORRECCIÓN PARA LA CORRELACIÓN DE  
RESISTENCIA DEL LÍQUIDO EN FLUJO VERTICAL ASCENDENTE  
FACTOR DE CORRECCIÓN PARA EL EFECTO DE PARED EN  
TUBERÍAS Y TUBOS CON MENOS DE 4 PULGAS. DE DIÁMETRO  
INTERNO



NOTA:  
PARA TUBERÍAS O TUBOS DE MENOS DE CUATRO PULGADAS DE DIÁMETRO INTERNO QUE TRANSPORTAN FLUJOS ASCENDENTES BIFASICO, LEA EL FACTOR DE CORRECCION  $f_w$  DE LA FIGURA 4B Y MULTIPLIQUE LA VELOCIDAD SUPERFICIAL DEL GAS  $V_{sg}$  POR  $f_w$  ANTES DE INTRODUCIR LOS VALORES EN EL EJE DE LAS ORDENADAS DE LA FIGURA 4.5 PARA DETERMINAR LA RELACION  $V_{sl}/V_{sg}$ , NO CORRIJA  $V_{sg}$ .

Fig. 4. 5 Resistencia Real del Líquido en Tuberías Verticales

d) Perdidas por aceleración

$$(\Delta P)_{\text{Aceleración}} = (5,603 \cdot 10^{-7}) / D^4 (M_G \Delta G + M_L \Delta L) / 24 \quad (4.37)$$

Donde:

$(\Delta P)_{\text{Aceleración}}$ : Caída de presión por aceleración, psig.

$M_L$ : Flujo Másico del líquido, lb/día

$M_G$ : Flujo Másico del gas, lb/día

$\rho_L$ : Densidad del líquido (T y P @ condiciones de operación), lb/pie<sup>3</sup>

$\rho_G$ : Densidad del gas (T y P @ condiciones de operación), lb/pie<sup>3</sup>

D: Diámetro interno de la tubería, pulgadas

$$\Delta G = (1/(\rho_G R_G))_{\text{Salida}} - (1/(\rho_G R_G))_{\text{Entrada}} \quad (4.38)$$

$$\Delta L = (1/(\rho_L R_L))_{\text{Salida}} - (1/(\rho_L R_L))_{\text{Entrada}} \quad (4.39)$$

$$R_G = (1 - R_L) \quad (4.40)$$

#### 4.1.3 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MONOFÁSICO. TUBERÍAS DE GAS.

Para determinar la caída de presión en tramos cortos de tuberías que transportan gas, dentro de instalaciones o límites de la planta, se puede emplear una fórmula simplificada para fluidos compresibles como lo es la ecuación de Weymouth.

$$Q = 433,5 (T_b/P_b) E [(P_E^2 - P_S^2)/(S_G L_m T_{\text{avg}} Z_{\text{avg}})]^{0,5} D^{2,667} \quad (4.41)$$

Donde:

Q: Flujo volumétrico de gas, MMSCFD.

$T_b$ : Temperatura base, R.

$P_b$ : Presión base; 14,7 psia.

E: Factor de eficiencia.

$P_E$ : Presión de entrada, psia.

$P_S$ : Presión de salida, psia.

D: Diámetro de la tubería, pulgadas.

$S_G$ : Gravedad específica del gas

$T_{\text{avg}}$ : Temperatura de operación promedio, R

$L_m$ : Longitud de la tubería, pies.

$Z_{\text{avg}}$ : Factor de compresibilidad promedio del gas.

**Tabla 4. 2 Longitudes Equivalentes de Válvulas y Accesorios, en Pies**

Diámetro Normal de Tubería pulg	Válvula Globo o Válvula Check	Válvula Angulo	Válvula Check Swing	Válvula Vicio	Válvula Bola o Compuerta	45° Codos										Alargamiento			Contracción								
						Codo 90°		Codo 90°		Tee		Tee		90° Codos Curvados		Sudden		Std. red.		Sudden		Std. red.					
						Corte	Largo	Duro	Suave	2 Piezas	3 Piezas	4 Piezas	Longitud equivalente en términos de diámetros pequeños														
						Soldado	Roscado	Soldado	Roscado	Soldado	Roscado	Soldado	Roscado	Soldado	Roscado	Soldado	Roscado	2 Piezas	3 Piezas	4 Piezas	d/D = 1/4	d/D = 1/3	d/D = 1/4	d/D = 1/3	d/D = 3/4	d/D = 1/2	d/D = 3/4
1 1/2	55	26	13	7	1	1	2	3	5	2	3	8	9	2	3	5	3	1	4	1	3	2	1	1	1	1	1
2	70	33	17	14	2	2	3	4	5	3	4	10	11	3	4	7	4	1	5	1	3	3	1	1	1	1	1
2 1/2	80	40	20	11	2	2	5	—	3	4	—	12	—	3	—	8	5	2	6	2	4	3	2	2	2	2	2
3	100	50	25	17	2	2	6	4	—	4	—	14	—	4	—	10	6	2	4	2	5	4	2	2	2	2	2
4	130	65	32	30	3	3	7	5	—	5	—	19	—	5	—	12	8	3	10	3	6	5	3	3	3	3	3
6	200	100	44	70	4	4	11	8	—	8	—	28	—	8	—	14	12	4	14	4	9	7	4	4	4	4	4
8	260	125	61	130	6	6	15	9	—	9	—	37	—	9	—	25	16	8	19	6	12	9	5	5	5	2	2
10	330	160	80	170	7	7	18	12	—	12	—	47	—	12	—	31	30	7	24	7	15	12	6	6	6	2	2
12	400	190	95	170	9	9	22	14	—	14	—	55	14	21	21	37	24	8	28	8	18	14	7	7	7	7	2
14	450	210	105	86	10	10	26	16	—	16	—	62	16	32	24	42	26	9	—	—	20	16	8	—	—	—	—
16	500	240	120	145	11	11	29	18	—	18	—	72	18	38	27	47	30	10	—	—	24	18	9	—	—	—	—
18	550	280	140	160	12	12	33	20	—	20	—	82	20	42	30	50	35	11	—	—	26	20	10	—	—	—	—
20	650	300	155	210	14	14	36	23	—	23	—	90	23	46	32	60	34	13	—	—	30	23	11	—	—	—	—
22	688	335	170	225	15	15	40	25	—	25	—	100	25	52	36	65	36	14	—	—	32	25	12	—	—	—	—
24	750	370	185	254	16	16	44	27	—	27	—	110	27	56	39	70	36	15	—	—	35	27	13	—	—	—	—
30	—	—	—	312	21	21	55	40	—	40	—	140	40	70	51	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
35	—	—	—	—	25	25	68	47	—	47	—	170	47	84	60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
42	—	—	—	—	30	30	77	55	—	55	—	200	55	96	69	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
48	—	—	—	—	35	35	88	65	—	65	—	220	65	112	81	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
54	—	—	—	—	40	40	99	70	—	70	—	250	70	126	90	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
60	—	—	—	—	45	45	110	80	—	80	—	260	80	190	99	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

#### 4.1.3.1 METODOLOGÍA CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍA DE GAS

Los criterios de diseño para tuberías de proceso que transportan gas se basan en consideraciones por ruido y caídas de presión. El API-RP 14E (Pipe Erosion Velocity Equation For Gas Flow Calculation Module) son recomienda establecer como velocidad máxima en tuberías de manejo de gas un valor de 60 pies/s. Los valores de caídas de presión recomendadas en tuberías para gas natural son las que se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4. 3 Caídas de Presión. Tuberías de Gas Natural

Servicio	Caída de Presión ( $\Delta P/100$ pies)
Tuberías de Transferencia	0,5 – 2,0
Compresor (Succión)	
0 – 10 psig	0,05 – 0,125
10 – 50 psig	0,125
50 – 100 psig	0,25
> 200 psig	0,50
Compresor (Descarga)	
< 50 psig	0,125 – 0,25
50 – 100 psig	0,25 – 0,50
> 200 psig	0,5 – 1,0

Para las tuberías de vapor o gas la velocidad del fluido no debe superar en ningún caso las velocidades máximas de erosión, puesto que la presencia de gotas de líquido puede causar serios daños en tuberías, especialmente en derivaciones y codos. El valor máximo para caudales continuos será el 90% de la velocidad de erosión calculada por el método API RP 14E:

$$V_e = C/(R_m) \quad (4.42)$$

Dónde:

$V_e$ : Velocidad de erosión (m/s)

$R_m$ : Densidad del fluido (gas/líquido en condiciones de flujo,  $\text{kg/m}^3$ )

C = Constante empírica (122 para servicio continuo con arena, 183 para servicio continuo sin arena).

La constante C puede ser sustituida en la ecuación anterior por una constante modificada C1 en función del tipo de materia:

$$C1 = C \times 1,0 \text{ para acero al carbono} \quad (4.43)$$

$$C1 = C \times 1,33 \text{ para acero inoxidable} \quad (4.44)$$

$$C1 = C \times 1,57 \text{ para acero dúplex} \quad (4.45)$$

La caída de presión en los accesorios de la tubería (válvulas, codos, contracciones, etc.), depende del diámetro, y se calculan como longitudes equivalentes de tubería del mismo diámetro. La tabla 4.2 (figura 17-4 del GPSA) presenta una tabla de longitudes equivalentes de válvulas y accesorios para tuberías en el rango 1-1/2" a 60".

#### 4.1.4 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MONOFÁSICO. TUBERÍAS DE LÍQUIDOS.

Para el cálculo de la caída de presión en la tubería de proceso que transportan líquidos se emplea el método de Darcy – Weisbach. El cálculo se simplifica para el flujo de líquidos ya que la densidad se asume como constante. Como resultado, la ecuación de Darcy – Weisbach es aplicada para largos tramos de tuberías en lugar de segmentos de la misma. Ecuación de Darcy – Weisbach. Correlación de pérdidas por fricción:

$$h_f = f L / D * V^2 / 2g \quad (4.46)$$

Dónde:

$h_f$ : Pérdidas por fricción, pies

$f$ : Factor de fricción

$L$ : Longitud de la tubería, pies

$D$ : Diámetro interno promedio de tubería, pies

$V$ : Velocidad promedio en la tubería, pies/s

$g$ : Constante de gravedad.

El factor de fricción ( $f$ ) puede ser afectado tanto por la rugosidad interna de la tubería como por el número de Reynolds, y puede ser calculado a partir de la ecuación de C. F. Colebrook:

$$1/\sqrt{f} = -2 \text{Log}_{10} [\varepsilon/3,7 D + 2,51/(\text{Re}\sqrt{f})] \quad (4.47)$$

Dónde:

$\varepsilon$ : Rugosidad absoluta de la tubería, pies

D: Diámetro interno promedio de tubería, pies

V: Velocidad promedio en la tubería, pies/s

Re: Número de Reynolds.

$$\text{Re} = V D/\mu \quad (4.48)$$

Las pérdidas por fricción en las tuberías de proceso, corresponderá a los máximos caudales y niveles de presión previstos a manejar dentro de la nueva planta o instalación superficial.

#### 4.1.4.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍA DE LÍQUIDO

Las velocidades y caídas de presión recomendadas en tuberías que transportan fluidos monofásicos son las que se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 4. 4 Velocidades de fluido recomendadas en tuberías

Servicio		Velocidad del fluido (pies/s)		
		Diámetro nominal de tubería (pulgadas)		
		$D_N < 2$	$3 < D_N < 10$	$10 < D_N < 20$
Agua	Succión de bomba	1 - 2	2 - 4	3 - 6
	Descarga de bomba	2 - 3	3 - 5	4 - 6
	Conexiones de descarga	4 - 9	5 - 12	8 - 14
	Alimentación a caldera	4 - 9	5 - 12	8 - 14
	Drenajes	3 - 4	3 - 5	-
	Aguas negras	-	3 - 5	-
Hidrocarburos Livianos	Succión de bomba	1,5 - 2,5	2 - 4	3 - 6
	Cabezal de descarga	2,5 - 3,5	3 - 5	4 - 7
	Conexiones de descarga	4 - 9	5 - 12	8 - 15
	Drenajes	3 - 4	3 - 5	-
Hidrocarburos Viscosos	Succión de bomba	-	1,5 - 3	2,5 - 5
	Alquitrán y aceites combustibles	-	0,4 - 0,75	0,5 - 1
	Descarga	-	3 - 5	4 - 6
	Drenajes	1	1,5 - 3	-

**Tabla 4. 5 Velocidades recomendadas y  $\Delta P$  máxima para líquidos**

Tipo de Servicio	Tuberías de acero al carbono	
	Velocidad, pies/seg.	$\Delta P/100$ pies
Recomendación General	5 - 15	4
Flujo Laminar	4 - 5	
Flujo Turbulento		
Densidad del Líquido, Lb/pie <sup>3</sup>		
100	5 - 8	
50	6 - 10	
20	10 - 15	
Succión de Bomba		
Líquido Hirviente	2 - 6	0,4
Líquido No Hirviente	4 - 8	0,4
Descarga de Bomba		
0 - 250 gpm	6 - 8	4
250 - 700 gpm	8 - 10	4
>700 gpm	10 - 15	2
Salida de Fondos de Recipientes	4 - 6	0,6

#### 4.1.5 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE $NPSH_A$ Y POTENCIA DE LAS BOMBAS.

La estimación del cabezal y la potencia hidráulica de las nuevas bombas de residual se hace de acuerdo al procedimiento de cálculo indicado en la sección N° 1 del Cameron Hydraulic Data. Para un sistema donde el nivel de la fuente esté por encima del nivel de la succión de la bomba se tiene que el cabezal total (H) de la bomba por definición es el cabezal de la descarga ( $h_D$ ) menos el cabezal de la succión ( $h_S$ ).

$$H = h_D - h_S \quad (4.49)$$

Donde:

H: Cabezal total (pies)

$h_D$ : Cabezal a la descarga (pies)

$h_S$ : Cabezal a la succión (pies).

El cabezal de la descarga ( $h_D$ ) es la sumatoria de todas las pérdidas por fricción a través de las tuberías de la descarga más la altura estática de la columna de líquido medido al centro del impulsor de la bomba. El cabezal de la succión ( $h_S$ ) es la sumatoria de todas las pérdidas por fricción a través de las tuberías a la succión más la altura estática de la columna de líquido medido al centro del impulsor de la bomba.

La potencia de la bomba se calcula a partir de la siguiente ecuación hidráulica; se estima asumiendo la eficiencia de la bomba.

$$B_{hp} = b_{ph} * \Delta P / (2450 \eta) \quad (4.50)$$

Donde:

$B_{hp}$ : Potencia al freno de la bomba (hp)

$b_{ph}$ : Flujo volumétrico del fluido en barril por hora

$\Delta P$ : Presión diferencial (psi)

$\eta$ : Eficiencia de la bomba(%)

Al efectuar el estudio hidráulico se debe tener suficiente NPSH (Net Positive Suction Head) disponible para la bomba, mediante el conocimiento exacto de las características del líquido bombeado y la ubicación física de la bomba. El NPSH disponible o  $NPSH_A$  se define como:

$$NPSH_A = h_a - h_{vpa} - h_{st} - h_{fs} - h_A \quad (4.51)$$

Donde:

$h_a$ : Presión absoluta sobre la superficie del nivel de líquido, pies.

$h_{vpa}$ : Presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeos, pies.

$h_{st}$ : Altura estática del líquido sobre la succión de la bomba, pies.

$h_{fs}$ : Perdidas en la succión a través de accesorios y tramos de tuberías, pies.

$h_A$ : Cabezal de aceleración, pies.

El cabezal de aceleración se calcula en función de la longitud de la tubería de succión, el promedio de velocidad en la tubería, la velocidad de rotación y el tipo de bomba.

$$h_A = L_s * V * n * C / K * g \quad (4.52)$$

Donde:

$L_s$  = Longitud de la tubería de succión, pies.

$V$  = Velocidad en la tubería de succión, pies/s.

$n$  = Velocidad de la bomba, rpm.

$C$  = Constante dependiente del tipo de bomba.

$g$  = Constante gravitacional: 32,2 pie/s<sup>2</sup>

**Tabla 4. 6 Constante Dependiente del Tipo de Bomba**

<b>Tipo de Bomba</b>	<b>C</b>
Duplex – Simple acción	0,200
Duplex – Doble acción	0,115
Triplex – Simple o doble acción	0,066
Quintuplex - Simple o doble acción	0,040
Septuplex - Simple o doble acción	0,028
Nonuplex - Simple o doble	0,022

K = Factor de no perturbación a la succión.

Tabla 4. 7 Factor de Perturbación a la Succión

Tipo de Líquido	K
Aceites calientes	2,5
Hidrocarburos	2,0
Amina, Glicol, Agua	1,5
Agua desaireada	1,4
Urea	1,0
Líquidos con pequeñas cantidades de gases atrapados	1,0

## 4.2 MARCO TEÓRICO DE MECÁNICA

### 4.2.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LAS TUBERÍAS

Según ANSI B31.3

$$t_m = t + c$$

Para  $t < D/6$

$$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot (S \cdot E + P \cdot Y)} \quad (4.53)$$

$$t_m = t + c$$

$t_m$  = espesor mínimo requerido, pulg

$t$  = espesor para presión de diseño, pulg

$c$  = suma de sobre espesor por corrosión, erosión y roscas, pulg

$P$  = presión interna de diseño, psi

$D$  = diámetro exterior, pulg

$E$  = factor de calidad tomado de la Tabla A-1A

S = esfuerzo permisible a la temperatura de diseño tomado de la Tabla A-1, psi

Y = coeficiente que depende del material y la temperatura de diseño de acuerdo a la Tabla 304.1.1.

#### 4.2.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LOS TANQUES ATMOSFÉRICOS

Se utilizara el método de “Un Pie” según lo recomendado por la normas API Estandar 650, este método calcula el espesor requerido en puntos de diseño localizados 1pie (0.3 metros) por encima del borde inferior de cada anillo del cuerpo. Este método no se debe usar para calcular tanques de diámetros mayores de 200 pies (60 metros) de diámetro.

El mínimo espesor requerido de cada anillo del cuerpo deberá ser el mayor valor entre los calculados por las formulas.

- Para condiciones de diseño:

$$t_d = \frac{2.6 * D * (H - 1) * G}{S_d} + ca \quad (4.54)$$

$t_d$  = Espesor de diseño del cuerpo, pulg.

D = Diámetro nominal del tanque, pies.

H = Nivel de Diseño del Líquido, pies.

G = gravedad específica de diseño del liquido almacenado.

ca = tolerancia para la corrosión.

$S_d$  = esfuerzo admisible para la conducción de diseño, psi (table 3-2)

- Para condiciones de pruebas hidrostática:

$$t_t = \frac{2.6 * D * (H - 1)}{S_t} \quad (4.55)$$

$T_t$  = Espesor de prueba hidrostática del cuerpo, pulg.

$D$  = Diámetro nominal del tanque, pies.

$H$  = Nivel de Diseño del Líquido, pies.

$S_t$  = esfuerzo admisible para la conducción de prueba hidrostática, psi  
(table 3-2)

#### 4.2.3 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LOS RECIPIENTES A PRESIÓN

Para el cálculo del espesor de la pared y cabezales de los recipientes se emplearon los procedimientos, ecuaciones y parámetros indicados en el ASME Code for Pressure Vessels, sección VIII, división 1.

Se considera como material para la fabricación del cuerpo y cabezal de los recipientes, el acero al Carbono SA- 516 Gr 70 con un valor de Esfuerzo Máximo Permisible ( $S$ ) de 17.500 Psi, con todas las juntas de soldadura es 100% inspeccionadas ( $E=1$ ). Se incluye un sobre espesor por corrosión de 1/8 de pulgada.

Como presión de diseño, el ASME Code for Pressure Vessels recomienda 50 psig por encima de la presión de operación para equipos que operen a muy baja presión. Se toma como presión de diseño 100 psig.

$$t_{h_{cab}} = P D_i / (2 S E_S - 0,2 P) + c \quad (4.56)$$

$$t_{s_{casco}} = P R / (S E_S - 0,6 P) + c \quad (4.57)$$

$$P_{corr} = 2 S E_S t_{corr} / (D_i + 0,2 t_{corr}) \quad (4.58)$$

$$P_{max} = 2 S E_S t_{comercial} / (D_i + 0,2 t_{comercial}) \quad (4.59)$$

Dónde:

$t_{h \text{ cab}}$ : Espesor del cabezal, en pulgadas

P: Presión de Operación en el recipiente, psia

$D_i$ : Diámetro interior del recipiente, pies

S: Esfuerzo Máximo Permisible, en psi (ver tabla de Subsección C)

$E_s$ : Factor de inspección de juntas soldadas (Ver UW-12)

c: Sobre espesor por corrosión, en pulg.

$t_{s \text{ casco}}$ : Espesor del casco cilíndrico, en pulg.

$R_i$ : Radio interior del separador, pies

$P_{\text{corr}}$ : Máxima presión corroída, en psia

$P_{\text{max}}$ : Máxima presión de diseño, en psia

$t_{\text{comercial}}$ : Espesor comercial seleccionado para cabezal + casco, en pulgadas

### **4.3 MARCO TEÓRICO DE PROCEDIMIENTOS PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO**

Los procedimientos para la administración en el proyecto implementaremos la Guía de los Fundamentos para Dirección de Proyectos o también demonimado "A Guide ti the Project Management Body of Knowledge", será denominado en adelante como PMBOK.

El Project Management Institute (PMI®) creó, en 1996, la primera edición de PMBOK llevando al mundo un documento que, poco a poco, fue calando en las industrias y en la administración de proyectos, convirtiéndose en un estándar avalado por American National Standards Institute (ANSI) en el año 2000.

El PMBOK es un contenido de mejores prácticas, agrupadas de cierta manera, heredad de diversas industrias y disciplinas que conforman un modelo metodológico. El PMBOK en si no es una metodología que “deba” ser seguida al pie de la letra; de hecho, el mismo documento, indica que los procesos y sus relaciones deben ser personalizados a la necesidad del proyecto y de la empresa.

El contenido del PMBOK es una descripción de las técnicas mas aceptadas para el manejo de proyectos, pero no nos va especificar como hacerlo exactamente, nada más nos va a dar las herramientas para poder hacer dicha actividad en nuestro proyecto.

Un tema importante son los grupos de proceso para un proyecto tales como los grupos de procesos: inicio, planeamiento, ejecución y cierre, todo esto bajo el monitoreo y control. Lo que el PMBOK quiere expresar con estos grupos procesos, es ver de manera genérica las agrupaciones de procesos que se requieren para manejar un proyecto.

#### 4.3.1 CICLO DE VIDA DE UN PROYECTO

Para facilitar la gestión, los gerentes o directores de proyectos pueden dividir los proyectos en fases. El conjunto de estas fases se conoce como ciclo de vida del proyecto. Muchas organizaciones identifican un conjunto de ciclos de vida específicos para usarlos en todo sus proyectos.

**Tabla 4. 8 Grupo de Procesos de Gerencia de Proyectos**

Áreas del Conocimiento	GRUPO DE PROCESOS DE GERENCIA DE PROYECTOS				
	Grupo de Procesos de Iniciación	Grupo de Procesos de Planificación	Grupo de Procesos de Ejecución	Grupo de Procesos de Seguimiento y Control	Grupo de Procesos de Cierre
Gestión de la Integración del Proyecto	Desarrollar el Acta de Constitución del Proyecto	Desarrollar el plan de gestión del proyecto	Dirigir y gestionar la ejecución del proyecto	Supervisar y controlar el trabajo del proyecto	Cerrar proyecto o Fase
Gestión del Alcance del Proyecto		<ul style="list-style-type: none"> <li>Recolectar requerimientos</li> <li>Definir el alcance</li> <li>Crear WBS</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizar Control Integrado de Cambios</li> <li>Verificar el avance</li> <li>Controlar el alcance</li> </ul>	
Gestión del Tiempo del Proyecto		<ul style="list-style-type: none"> <li>Definir las actividades</li> <li>Establecer la secuencia de actividades</li> <li>Estimar los recursos de las actividades</li> <li>Estimar la duración de las actividades</li> <li>Desarrollar el cronograma</li> </ul>		Controlar el cronograma	
Gestión de Costos del Proyecto		<ul style="list-style-type: none"> <li>Estimar los costos</li> <li>Preparar el presupuesto de costos</li> </ul>		Controlar los costos	
Gestión de la Calidad del Proyecto		Planificar la calidad	Realizar el aseguramiento de calidad	Controlar la calidad	
Gestión de los RR.HH del Proyecto		Desarrollar el Plan de Gestión de los RR.HH	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adquirir el equipo del proyecto</li> <li>Desarrollar el equipo del proyecto</li> <li>Gestionar el equipo del proyecto</li> </ul>		
Gestión de las comunicaciones del Proyecto	Identificar Stakeholders	Planificar las comunicaciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>Distribuir la información</li> <li>Gestionar a los interesados</li> </ul>	Informar el rendimiento	
Gestión de los riesgos del Proyecto		<ul style="list-style-type: none"> <li>Planificar de la gestión de riesgos</li> <li>Identificar los riesgos</li> <li>Análisis cualitativo</li> <li>Análisis cuantitativo</li> <li>Planificar la respuesta a los riesgos</li> </ul>		Monitorear y controlar los riesgos	
Gestión de las adquisiciones del Proyecto		Planificar las adquisiciones	Realizar las adquisiciones	Administrar las adquisiciones	Cerrar las adquisiciones

#### 4.3.2 ENFOQUE DE PROCESOS DE GERENCIA DEL PMBOK

La Gerencia de proyectos se hace efectiva mediante la ejecución de procesos, usando conocimiento, habilidades, herramientas y técnicas de dirección de proyectos que reciben entradas y generan salida.

El enfoque por proceso es el corazón del PMBOK del PMI® (Project Management Institute).

#### 4.3.3 ¿QUÉ ES UN PROCESO?

Un proceso es una serie de acciones y actividades interrelacionadas que se llevan a cabo para alcanzar un conjunto previamente especificado de productos, resultados o servicio.

#### 4.3.4 GRUPO DE PROCESOS DE LA GERENCIA DE PROYECTOS

Todo proyecto independiente de la industria en que se desarrolla pasa por los siguientes 5 grupos de procesos.

a) Inicio

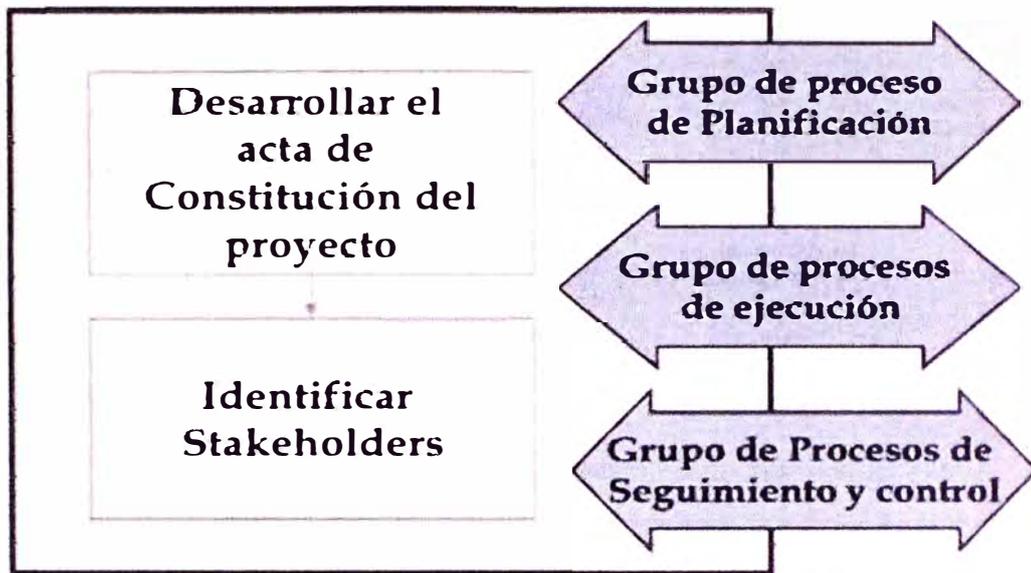


Fig. 4. 6 Grupo de Proceso de Inicio

b) Planificación

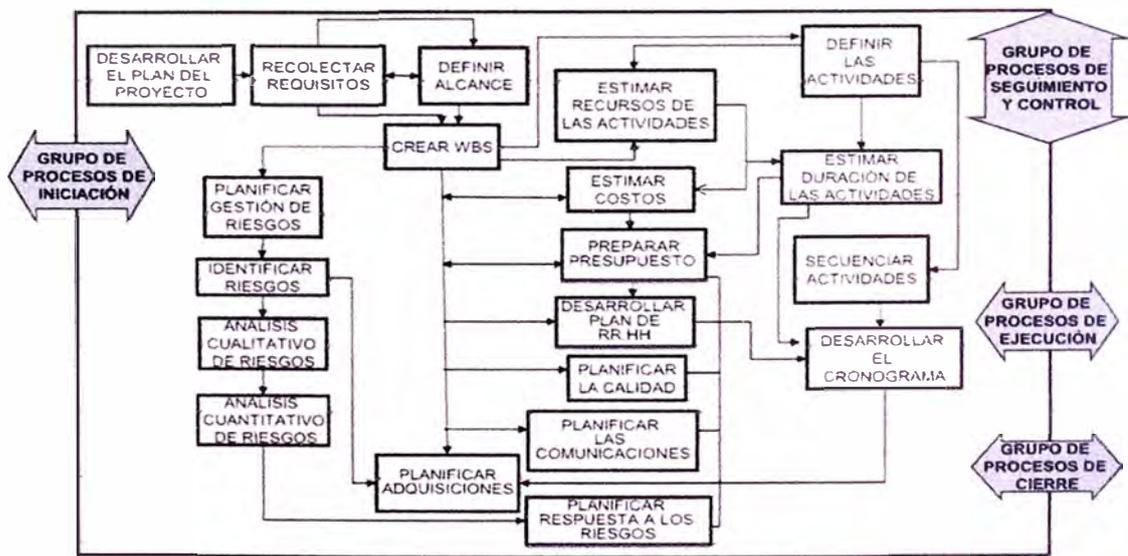


Fig. 4. 7 Grupo de Proceso de Planificación

c) Ejecución

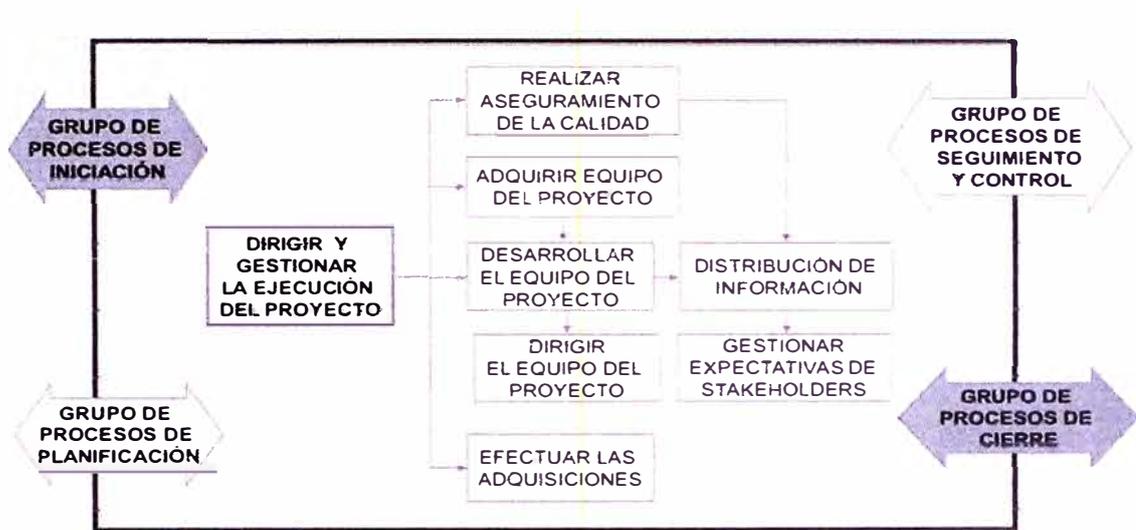


Fig. 4. 8 Grupo de Proceso de Ejecución

d) Seguimiento y Control

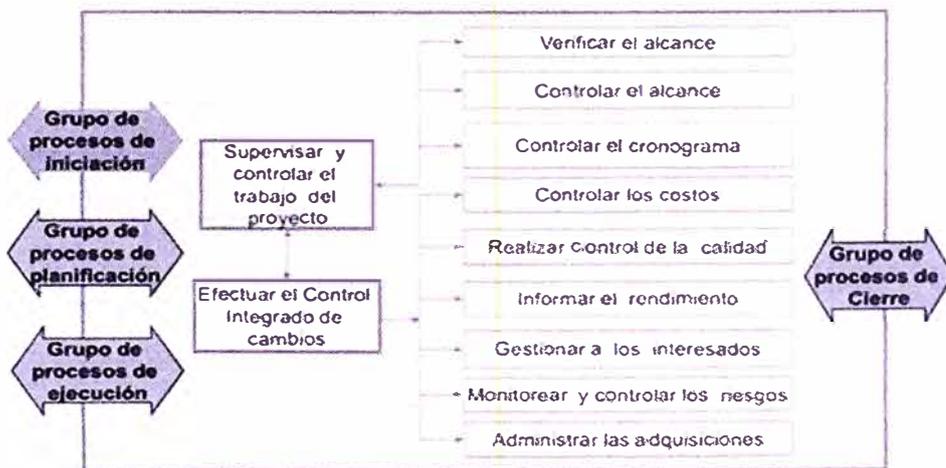


Fig. 4. 9 Grupo de Proceso de Seguimiento y Control

e) Cierre

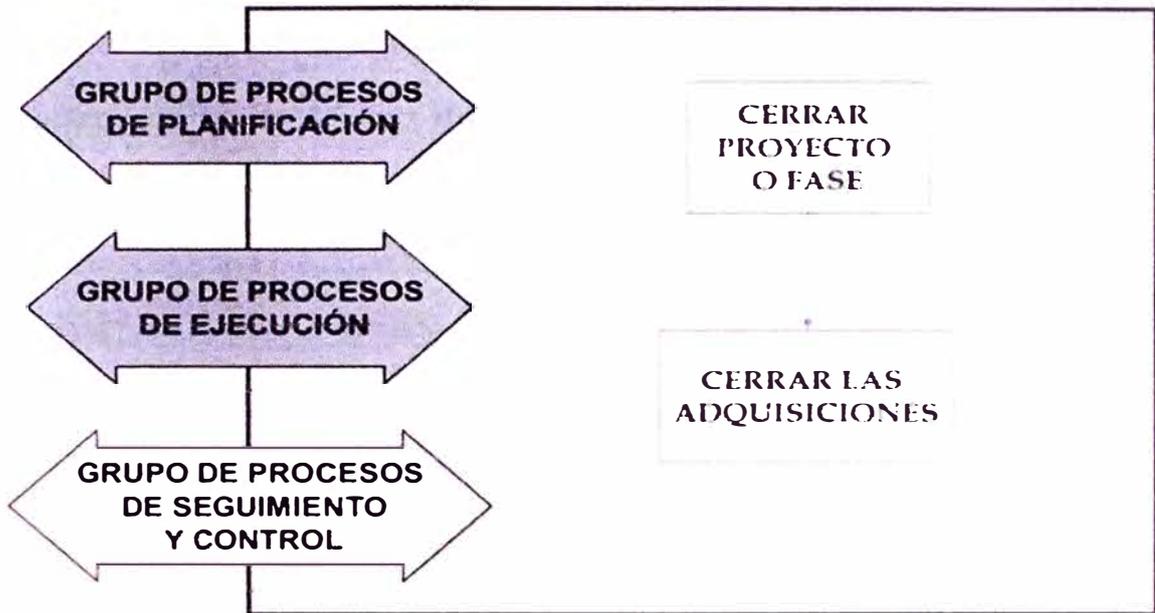


Fig. 4. 10 Grupo de Proceso de Cierre

#### 4.3.5 INTERACCIONES ENTRE PROCESOS

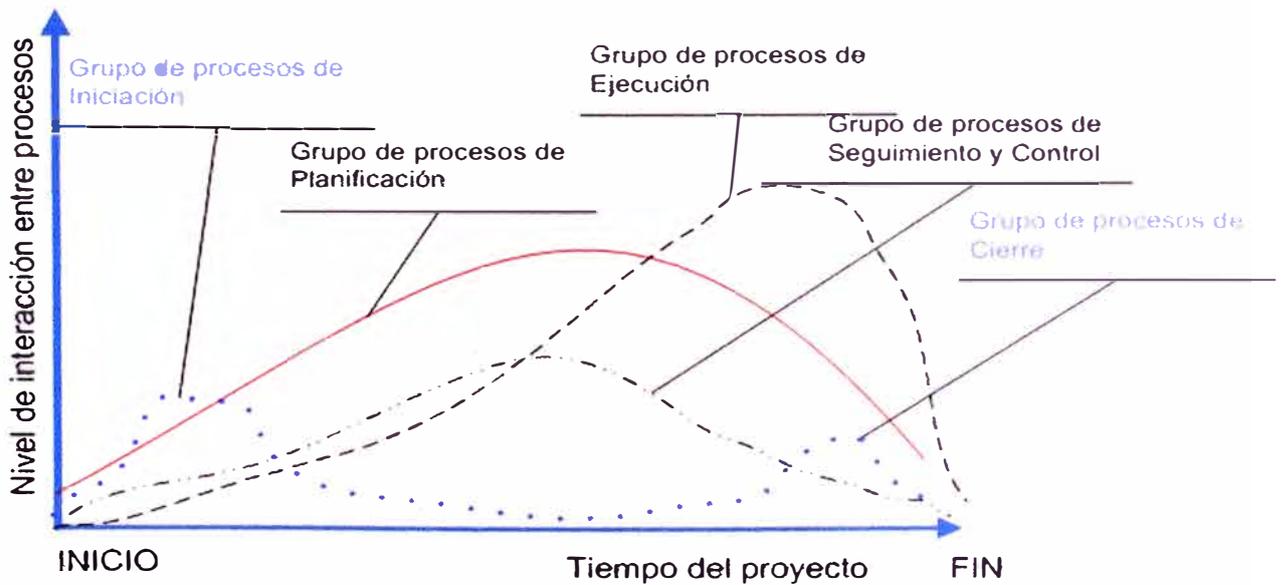


Fig. 4. 11 Niveles de interacción entre procesos VS Tiempo

#### 4.3.6 ÁREAS DEL CONOCIMIENTO

##### 4.3.6.1 GESTIÓN DE LA INTEGRACIÓN DEL PROYECTO

La Gestión de la Integración del Proyecto incluye los procesos y actividades necesarios para identificar, definir, combinar, unificar y coordinar los diversos procesos y actividades de la dirección de proyectos dentro de los grupos de procesos de dirección de proyectos.

##### 4.3.6.2 GESTIÓN DEL ALCANCE DEL PROYECTO

Incluye los procesos necesarios para asegurar que el proyecto incluya todo el trabajo requerido, y sólo el trabajo requerido, para completar el proyecto con éxito.

Se encarga principalmente de la definición y control de lo que está y no está incluido en el proyecto.

##### 4.3.6.3 GESTIÓN DEL TIEMPO DEL PROYECTO

Incluye los procesos necesarios para asegurar que el proyecto concluya en el tiempo planificado.

##### 4.3.6.4 GESTIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO

Incluye los procesos involucrados en la planificación, estimación, preparación del presupuesto y control de costos para que el proyecto pueda ser completado dentro del presupuesto aprobado.

##### 4.3.6.5 GESTIÓN DE LA CALIDAD DEL PROYECTO

Incluye los procesos y las actividades como garantía de calidad y control de calidad (QA&QC).

##### 4.3.6.6 GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS DEL PROYECTO

Incluye los procesos que organizan y dirigen el equipo del proyecto.

#### 4.3.6.7 GESTIÓN DE LA COMUNICACIÓN DEL PROYECTO

Incluye los procesos requeridos para asegurar la generación y disposición final oportuna y apropiada de la información del proyecto.

#### 4.3.6.8 GESTIÓN DE RIESGO DEL PROYECTO

Incluye los procesos necesarios para:

- a) Planificación
- b) Identificación
- c) Priorización
- d) Cuantificación
- e) Respuestas

#### 4.3.6.9 GESTIÓN DE LA ADQUISICIONES DEL PROYECTO

Incluye los procesos necesarios para:

- a) Comprar o adquirir los productos, servicios o resultados necesarios para realizar el trabajo
- b) Preparar los contratos
- c) Preparar propuestas
- d) Solicitar cotizaciones
- e) Evaluar y seleccionar proveedores
- f) Administrar contratos
- g) Cerrar contratos

**CAPITULO V**  
**SOLUCIÓN DEL PROBLEMA**

**5.1 COMPONENTE 1 : INGENIERÍA DE DETALLE DE PROCESO**

Para el cálculo de proceso se asumirán los siguientes datos, según lo indicado la tabla 5.1 y 5.2:

**Tabla 5. 1 Características del Gas Natural**

<b>Componente</b>	<b>Fracción Molar</b>
Metano	0,8779
Etano	0,0455
Propano	0,0238
i-Butano	0,0093
n-Butano	0,0121
i-Pentano	0,0070
n-Pentano	0,0045
Hexano (C6)	0,0120
Nitrógeno	0,0021
CO <sub>2</sub>	0,0058
Peso molecular (lb/lbmol)	18,87
Gravedad específica	0,6870

**Tabla 5. 2 Condiciones de Operación de la Nueva Instalación Superficial**

Nueva Instalación Superficial	Gas	Líquidos	
	Presión Operación (psig)	Gravedad (°API)	Presión Descarga (psig)
	14,50	32	1040

### 5.1.1 ACTIVIDAD 1.1: CÁLCULO DE RECIPIENTE A PRESIÓN

#### 5.1.1.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 1.1

**PREMISAS:**

Para el cálculo de los separadores de control requeridos en la instalación, se tomaron en cuenta las siguientes premisas:

- Los cálculos fueron realizados de acuerdo con la metodología recomendada en el API Specification 12J (SPEC 12J) y Gas Processors Suppliers Association (GPSA) Sección 7, pag 7-7.
- Composición y calidad del gas se asumirá lo indicado en la Tabla 5.1.
- Flujos de crudo, gas y agua correspondientes al año de mayor crecimiento de la instalación.
- Crudo de gravedad °API de acuerdo a la tabla 5.2.
- Temperatura de operación: 85 °F
- Presión de operación de acuerdo a la tabla 5.2.

- K es la constante dependiente del diseño y de las condiciones de operación, es 0,35 en separadores bifásicos de totales y de prueba control y 0,20 en tambores de alivio.
- Capacidad de manejo de un separador bifásico de control de acuerdo a la máxima producción de crudo/ gas/ agua que se espera recibir, se asumirán los siguientes valores:

**Tabla 5. 3 Condición de Producción de Separador de Control**

<b>SEPARADORES DE CONTROL</b>				
	<b>BOPD</b>	<b>BWPD</b>	<b>BPD</b>	<b>SCFD</b>
SP-0008	379,90	95,00	474,90	190.000,00

Datos de Separador de Control:

$Q = 190.000,00$  SCFD (pies cúbicos estándar por día)

$q_L = 379,9$  BOPD (barril de petróleo por día)

$q_W = 95,0$  BWPD (barril de agua por día)

$q_F = 474,9$  BPD (barril de fluido por día)

$\rho_l = 53,59$  lb/pie<sup>3</sup>

$P = 14,50$  psig

$T = 85^\circ\text{F}$

$P_M = 18,87$  lb/mol

$Z = 0,9942$

$R = 10,73$  psia - pie<sup>3</sup> / (lb-mol R)

### 5.1.1.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 1.1

Para el cálculo de la densidad del gas, se emplea la ecuación 4.2:

$$\rho_g = P \times P_M / (RTZ)$$

$$\rho_g = (29,2 \text{ psia}) \times (18,87 \text{ Lb-mol}) / ((10,73 \text{ psia} \cdot \text{pie}^3 / (\text{lb-mol} \cdot \text{R})) (545 \text{ R}))$$
$$(0,9942)$$

$$\rho_g = 0,095 \text{ lb/pie}^3 (1,521 \text{ kg/m}^3)$$

$$^\circ\text{API} = 32 @ 60^\circ\text{F}$$

$$^\circ\text{API} @ 85^\circ\text{F} = ^\circ\text{API} (1+0,00045(T-60))+0,059175(T-60)$$

$$^\circ\text{API} @ 85^\circ\text{F} = 32 (1+0,00045(85-60))+0,059175(85-60)$$

$$^\circ\text{API} @ 85^\circ\text{F} = 33,84$$

$$G.E_{\text{Crudo}} @ ^\circ 85\text{F} = 141,5 / (^\circ\text{API} @ 85^\circ\text{F} + 131,5)$$

$$G.E_{\text{Crudo}} @ ^\circ 85\text{F} = 141,5 / (33,84 + 131,5) = 0,8558$$

$$\rho_w @ ^\circ 85\text{F} = 62,68 \text{ lb/pie}^3 (1.004,03 \text{ kg/m}^3)$$

$$\rho_L @ ^\circ 85\text{F} = 53,59 \text{ lb/pie}^3 (858,422 \text{ kg/m}^3)$$

Para el cálculo de la velocidad crítica del gas, se emplea la ecuación 4.1:

$$V_t = K \sqrt{(\rho_L - \rho_g) / \rho_g}$$

$$K = 0,35 \quad (\text{Ver Apéndice C – API SPEC 12J})$$

$$V_t = 0,35 \sqrt{((53,59 \text{ lb/pie}^3) - (0,095 \text{ lb/pie}^3)) / (0,095 \text{ lb/pie}^3)}$$

Se toma un 100% de la calculada

$$100\% V_t = 8,305 \text{ pies/s} (2.531 \text{ m/s})$$

Para el cálculo del flujo másico del gas, se emplea la ecuación 4.5:

$$M_G = Q \times 10^6 \times P_M / (379 \times 24 \times 3600)$$

$$M_G = 190.000,00 \times (18,87 \text{ lb-mol}) / (379 \times 24 \times 3600) = 0,1094 \text{ lb/s}$$

Para el cálculo del flujo volumétrico del gas, se emplea la ecuación 4.4:

$$Q_G = M_G / \rho_g$$

$$Q_G = (0,1094 \text{ lb/s}) / (0,095 \text{ lb/pie}^3)$$

$$Q_G = 1,153 \text{ pie}^3/\text{s} \quad (0,032 \text{ m}^3/\text{s})$$

Para el cálculo del área transversal del recipiente requerida para el gas, se emplea la ecuación 4.3:

$$A = Q_G / V_t$$

$$A = (1,153 \text{ pies}^3/\text{s}) / (8,305 \text{ pies/s}) = 0,139 \text{ pies}^2$$

Para el cálculo del diámetro requerido, se emplea la ecuación 4.6:

$$D = \sqrt{(4 \times A / \pi)}$$

$$D = \sqrt{(4 \times (0,139 \text{ pie}^2) / \pi)}$$

$$D = 0,421 \text{ pies}$$

$$D = 5,052 \text{ pulgadas} \quad (0,128 \text{ m})$$

Para calcular la longitud mínima del recipiente requerida para separar las gotas de líquido de la corriente de gas se emplea la ecuación 4.7:

$$L_{\text{Min}} = h_{\text{NAAL-Fondo}} + h_{\text{NAAL-DG}} + h_{\text{DG-Malla}} + h_{\text{Malla}} + h_{\text{Malla-Tope}}$$

Donde los términos  $h_{\text{NAAL-DG}}$ ,  $h_{\text{DG-Malla}}$  y  $h_{\text{Malla-Tope}}$  dependen del diámetro de la boquilla de salida de gas  $D_G$  y del diámetro interno (comercial) finalmente elegido (cálculo iterativo), para que la longitud del recipiente mantenga una relación  $L/D$  de 2:1 a 6:1.

Como  $D$  de inicio para la iteración se asume 12" y se calcula  $L_{\text{Min}}$  luego se verifica el valor de  $L_{\text{Min}}/D$ , la iteración finaliza para un  $D$  que genere un  $L_{\text{Min}}$

que se ubique en un valor próximo a 6, para un recipiente de diámetro comercial económico. Los valores de D varían desde 12" hasta 42" en incrementos de 2" y desde 48" hasta 108" en incrementos de 6". En este caso una relación  $L_{Min}/D$  aproximadamente igual a 4,62 se consigue con un D igual a 23,50 pulgadas, correspondiente al diámetro interno de un separador de control de tipo paquetizado.

Para el cálculo de la velocidad del gas a la salida del recipiente, se emplea la ecuación 4.15:

$$V_{GF} = 60 / \sqrt{\rho_g}$$

$$V_{GF} = 60 / \sqrt{(0,095 \text{ lb/pies}^3)} = 194,67 \text{ pies/s}$$

$$D_G = 12 \sqrt{4Q_G / \pi V_{GF}}$$

$$D_G = 12 \sqrt{4 (1,153 \text{ pies}^3/\text{s}) / (\pi 194,67 \text{ pies/s})}$$

$$D_G = 1,042 \text{ pulgadas } (0,026 \text{ m})$$

Como boquilla de salida de gas de diámetro comercial se dispone una de 2,067 pulgadas (diámetro nominal 2", catálogo estándar).

La altura desde  $h_{NAAL}$  al fondo del recipiente, se empleara:

$$h_{NAAL - Fondo} = h_{(NAL - NAAL)} + h_{(NNL - NAL)} + h_{(NBL - NNL)} + h_{(NBBL - NBL)} + h_{NBBL - Fondo}$$

$$h_{(NAL - NAAL)} = 9 \text{ pulgadas } (0,228 \text{ m})$$

$$h_{(NBBL - NBL)} = 9 \text{ pulgadas } (0,228 \text{ m})$$

$$h_{(NNL - NAL)} + h_{(NBL - NNL)} = 22,46 (q_L t) / (1440 \pi D^2)$$

Como tiempos de retención dentro del recipiente se mantienen 3 minutos entre el Nivel Bajo de Líquidos y el Nivel Alto de Líquidos ( $h_{\text{NBL} - \text{NAL}} = h_{\text{NBL} - \text{NNL}} + h_{\text{NNL} - \text{NAL}}$ ).

$$q_F = 474,9 \text{ BPD}$$

$$t = 3 \text{ minutos}$$

$$h_{(\text{NNL} - \text{NAL})} + h_{(\text{NBL} - \text{NNL})} = 22,46 (474,9 \text{ BPD} \times 3 \text{ min.}) / (1440 \pi (23,50/12)^2)$$

$$h_{(\text{NNL} - \text{NAL})} + h_{(\text{NBL} - \text{NNL})} = 1,84 \text{ pies (0,560 m)}$$

$$h_{\text{NAAL} - \text{Fondo}} = h_{(\text{NAL} - \text{NAAL})} + h_{(\text{NNL} - \text{NAL})} + h_{(\text{NBL} - \text{NNL})} + h_{(\text{NBBL} - \text{NBL})} + h_{\text{NBBL} - \text{Fondo}}$$

$$h_{\text{NAAL} - \text{Fondo}} = 9 \text{ pulgadas /12} + 1,84 \text{ pies} + 9 \text{ pulgadas /12} + 9 \text{ pulgadas /12}$$

$$h_{\text{NAAL} - \text{Fondo}} = 4,09 \text{ pies (1,246 m)}$$

$$h_{\text{NAAL} - \text{DG}} = 2D_G$$

$$h_{\text{NAAL} - \text{DG}} = 2 (2,067 \text{ pulgadas/12}) = 0,345 \text{ pies}$$

Como  $0,5D < 2 \text{ pies}$ , la altura entre la boquilla de salida de gas y la malla o demister es 2 pies.

$$h_{\text{DG} - \text{Malla}} = 2 \text{ pies (0,609 m)}$$

La altura de la malla o demister es:

$$h_{\text{Malla}} = 0,5 \text{ pies (0,152 m)}$$

Como  $0,15D/12 < 16/12 \text{ pies}$ , la altura entre la malla y el tope del recipiente es:

$$h_{\text{Malla} - \text{Tope}} = 0,15 D/12 \text{ pies}$$

$$h_{\text{Malla} - \text{Tope}} = 1,33 \text{ pies (0,405 m)}$$

La longitud mínima del recipiente, se empleara la ecuación 4.7:

$$L_{\text{Min}} = h_{\text{NAAL - Fondo}} + h_{\text{NAAL - DG}} + h_{\text{DG - Malla}} + h_{\text{Malla}} + h_{\text{Malla - Tope}}$$

$$L_{\text{Min}} = 4,09 \text{ pies} + 0,345 \text{ pies} + 2 \text{ pies} + 0,5 \text{ pies} + 1,33 \text{ pies}$$

$$L_{\text{Min}} = 8,265 \text{ pies (2,519 m)}$$

Como la longitud mínima del recipiente para un diámetro interno comercial de 23,50 pulgadas se tiene:

$$L_{\text{Min}} = 9' - 5/8''$$

El flujo másico total se calcula a partir del flujo másico de cada una de las fases presentes en la corriente, se empleara la ecuación 4.21, 4.22, 4.23 y 4.24:

$$M_F = M_G + M_L + M_W$$

$$M_G = 9.459,89 \text{ lb/día}$$

$$M_L = q_L \rho_L @^{85F} \times 0,15899 \times 35,3147$$

$$M_L = (379,9 \text{ BOPD}) (53,59 \text{ lb/pie}^3) \times 0,15899 \times 35,3147 = 114.308,462 \text{ lb/día}$$

$$M_W = q_W \rho_W @^{85F} \times 0,15899 \times 35,3147$$

$$M_W = (95 \text{ BWPD}) (62,68 \text{ lb/pie}^3) \times 0,15899 \times 35,3147 = 33.433,19 \text{ lb/día}$$

$$M_F = M_G + M_L + M_W = 157.201,55 \text{ lb/día (0,825 kg/s)}$$

$$\rho_h = (M_F) / (M_G / \rho_g + (q_L + q_W) * 5,615)$$

$$\rho_h = (157.201,55 \text{ lb/día}) / ((9.459,89 \text{ lb/día}) / (0,095 \text{ lb/pie}^3) + (379,9 \text{ BOPD} + 95) * 5,615)$$

$$\rho_h = 1,538 \text{ lb/pie}^3 (24,636 \text{ kg/m}^3)$$

$$V_F = 60 / \sqrt{\rho_{MF}}$$

$$V_F = 60 / \sqrt{1,538 \text{ lb/pies}^3} = 48,39 \text{ pies/s}$$

Para el cálculo de la boquilla de alimentación, se empleara la ecuación 4.20:

$$D_F = \sqrt{4 M_F / \rho_{MF} \pi V_F}$$

$$D_F = 12 \sqrt{(4 M_F / (24 \times 3600 \times \rho_{MF} \pi V_F))}$$

$$D_F = 12 \sqrt{(4 (157.201,55 \text{ lb/día}) / ((24 \times 3600 \times 1,5 \text{ lb/pies}^3 \times \pi \times 48,39 \text{ pies/s}))}$$

$$D_F = 2,12 \text{ pulgadas (0,053 m)}$$

Como boquilla de entrada para la alimentación de diámetro comercial se recomienda considerar por una boquilla de 3,068 pulgadas (diámetro nominal 3", catalogo estándar) o superior.

Para el cálculo de la boquilla de salida de líquidos, empleara la ecuación 4.25, 4.26 y 4.27:

$$D_L = \sqrt{4 (M_L + M_W) / (\rho_{ML} \pi V_L)}$$

$$\rho_L = (M_L + M_W) / ((q_L + q_W) * 5,615)$$

$$\rho_L = (114.308,462 \text{ lb/día} + 33.433,19 \text{ lb/día}) / ((379,9 \text{ BOPD} + 95) * 5,615)$$

$$\rho_L = 55,41 \text{ lb/pie}^3$$

$$V_{SL} = 3,30 \text{ pies/s}$$

$$D_L = \sqrt{4 (M_L + M_W) / (24 \times 3600 \times \rho_{ML} \pi V_F)}$$

$$D_L = \sqrt{\frac{4 (114.308,462 \text{ lb/día} + 33.433,19 \text{ lb/día})}{(24 \times 3600 \times 55,41 \text{ lb/pies}^3 \times \pi \times 3,30 \text{ pies/s})}}$$

$$D_L = 1,309 \text{ pulgadas (0,033 m)}$$

Como boquilla de salida de líquidos de diámetro comercial se recomienda una de 2,067 pulgadas (diámetro nominal 2", catalogo estándar).

Se considera adecuado el empleo de los separadores de control de tipo paquetizado. Del mismo modo se calcularán los demás separadores de prueba, totales y scrubber. Ver el anexo1.

### 5.1.1.3 LOGRO DE LA ACTIVIDAD 1.1

Se considera como capacidad de manejo de un separador bifásico de control, la máxima producción de crudo/ gas/ agua que se espera recibir en los múltiples de la nueva instalación; 190.000,00 SCFD de gas, 379,9 BOPD de crudo y 95 BWPD de agua. Correspondiente a la producción asociada al separador de control.

Como dimensiones características para el separador de control calculado se tiene; diámetro interno de 23,50 pulgadas, espesor de casco y cabezales de 0,250 pulgadas, longitud entre costuras 9 pies con 5/8 pulgadas. Diámetro nominal de boquillas; alimentación de 3 pulgadas, de salida de gas de 2 pulgadas y salida de líquidos de 2 pulgadas. Del mismo modo se realizará el cálculo para los otros separadores de pruebas, totales y scrubber. Ver el anexo 1.

## 5.1.2 ACTIVIDAD 1.2 : CÁLCULO DE TUBERÍAS DE PROCESO MULTIFÁSICO

### 5.1.2.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 1.2

#### PREMISAS

Para el cálculo de las tuberías de procesos multifásico (tuberías de alimentación a separadores de control y separador de totales) requeridas, se establecen las siguientes premisas:

- Se asumirán las capacidad de manejo de un separador de acuerdo a la máxima producción de crudo/ gas/ agua que se espera recibir en cada uno de los múltiples de la nueva instalación. Ver tabla 5.4.

**Tabla 5. 4 Producción Máxima de Fluidos a Separadores de Control**

Separador	Producción			
	BOPD	BWPD	BPD	SCFD
SP-0001 (prueba)	131,00	6,20	137,20	248.000,00
SP-0002 (prueba)	101,80	3,60	105,40	195.000,00
SP-0003 (prueba)	114,30	10,70	125,00	264.000,00
SP-0004 (prueba)	114,20	22,30	136,50	128.000,00
SP-0005 (pruebas)	113,30	9,70	123,00	120.000,00
SP-0006 (prueba)	258,00	33,10	291,10	488.400,00
SP-0007 (prueba)	379,00	95,00	475,00	190.000,00
SP-0008 (prueba)	379,90	95,00	474,90	190.000,00
SP-0009 (prueba)	278,40	57,60	336,00	239.000,00
ST-0001 (Totales)	1870,70	333,20	2.203,90	2.062.000,00

- Se considera un patrón de flujo diferente a Flujo Neblina.

#### 5.1.2.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 1.2

Las tuberías multifásicas proyectadas a instalarse en la nueva instalación superficial, conectan a cada uno de los manifold (colector) de la nueva instalación superficial con su separador de control correspondiente.

Las tuberías de alimentación a cada separador de control se calculan con la producción máxima de fluidos (crudo, gas y agua) considerada para los manifolds o combinación de manifolds a los que están conectados.

Para el cálculo del patrón de flujo en las tuberías multifásicas, inicialmente se realizará la primera iteración:

Para un diámetro de tubería de alimentación a cada separador de control de 2,067 pulgadas (diámetro nominal 2", catalogo estándar) y cabezal de Producción Total de 4,026 pulgadas (diámetro nominal 4", catalogo estándar), se tiene lo siguiente:

Tabla 5. 5 Evaluación de Tuberías Multifásicas de 2" y 4"

Tubería Entrada A	Q GAS (MMSCFD)	q <sub>L</sub> CRUDO (BOPD)	q <sub>w</sub> AGUA (BWPD)	Gas (lb/día)	Crudo (lb/día)	Agua (lb/día)	ρ <sub>h</sub> (lb/pie <sup>3</sup> )	ρ <sub>L</sub> (lb/pie <sup>3</sup> )	V <sub>SM</sub> (pies/s)	D <sub>C</sub> (pulg)	D <sub>A</sub> (pulg)	V <sub>SG</sub> (pies/s)	V <sub>SL</sub> (pies/s)	Patrón de Flujo
SP-0001	0,248	131,00	6,20	12.347,65	39.181,34	2.181,92	0,41	53,69	156,18	1,334	2,067	64,69	0,38	Neblina
SP-0002	0,195	101,80	3,60	9.708,84	30.447,79	1.266,92	0,40	53,59	157,69	1,177	2,067	50,87	0,29	Neblina
SP-0003	0,264	114,30	10,70	13.144,27	34.186,47	3.765,57	0,37	54,07	165,15	1,338	2,067	68,87	0,35	Neblina
SP-0004	0,128	114,20	22,30	6.372,98	34.156,56	7.847,88	0,71	54,80	118,55	1,103	2,067	33,39	0,38	Ondulado
SP-0005	0,120	113,30	9,70	5.974,67	33.887,38	3.413,65	0,68	54,01	121,34	1,056	2,067	31,30	0,34	Ondulado
SP-0006	0,488	258,00	33,10	24.316,91	77.166,31	11.648,64	0,44	54,34	151,06	1,904	2,067	127,40	0,81	Neblina
SP-0007	0,190	380,00	95,00	9.459,89	113.655,81	33.432,66	1,53	55,15	80,90	1,639	2,067	49,56	1,32	Neblina
SP-0008	0,190	379,90	95,00	9.459,89	113.625,90	33.432,66	1,53	55,15	80,91	1,639	2,067	49,56	1,32	Neblina
SP-0009	0,239	278,40	57,60	11.899,55	83.267,83	20.270,75	0,91	54,88	105,06	1,604	2,067	62,34	0,94	Neblina
ST-0001	2,062	1870,900	333,200	102.684,66	559.575,39	117.260,67	0,71	54,69	118,55	4,428	4,026	141,81	1,62	Neblina
D <sub>C</sub> : Diámetro calculado. D <sub>A</sub> : Diámetro asumido.			V <sub>SG</sub> : Velocidad superficial del gas. V <sub>SL</sub> : Velocidad superficial del líquido.				ρ <sub>h</sub> : Densidad de la mezcla. ρ <sub>L</sub> : Densidad del líquido.							

Para todos los cálculos se mantienen como constantes las siguientes propiedades de los fluidos

$$P_M = 18,87 \text{ lb/lb.mol}$$

$$\rho_L = 53,27 \text{ lb/pie}^3.$$

$$\rho_G = 0,0948 \text{ lb/pie}^3.$$

$$\rho_W = 62,68 \text{ lb/pie}^3.$$

Como se aprecia en la tabla 5.5, para la mayoría de las tuberías de alimentación a los separadores de control y separador de totales, se mantiene un patrón de flujo neblina. Por lo anterior se recomienda evaluar el uso de tuberías de alimentación multifásicas de mayor diámetro ( $D_A$  diámetro asumido). En la tabla 5.6 se presenta el resultado de las evaluaciones con diferentes combinaciones de diámetro de tuberías para las tuberías de alimentación a separadores de control y de totales.

Tabla 5. 6 Evaluación de Tuberías Multifásicas de 2", 3", 4" y 6"

Tubería Entrada A	Q GAS (MMSCFD)	q <sub>L</sub> CRUDO (BOPD)	q <sub>w</sub> AGUA (BWPD)	Gas (lb/día)	Crudo (lb/día)	Agua (lb/día)	ρ <sub>h</sub> (lb/pe <sup>3</sup> )	ρ <sub>L</sub> (lb/pe <sup>3</sup> )	V <sub>SM</sub> (pies/s)	D <sub>C</sub> (pulg)	D <sub>A</sub> (pulg)	V <sub>SG</sub> (pies/s)	V <sub>SL</sub> (pies/s)	Patrón de Flujo
SP-0001	0,248	131,00	6,20	12.347,65	39.181,34	2.181,92	0,41	53,69	156,18	1,334	3,068	29,36	0,17	Ondulado
SP-0002	0,195	101,80	3,60	9.708,84	30.447,79	1.266,92	0,40	53,59	157,69	1,177	3,068	23,09	0,13	Ondulado
SP-0003	0,264	114,30	10,70	13.144,27	34.186,47	3.765,57	0,37	54,07	165,15	1,338	3,068	31,26	0,16	Ondulado
SP-0004	0,128	114,20	22,30	6.372,98	34.156,56	7.847,88	0,71	54,80	118,55	1,103	2,067	33,39	0,38	Ondulado
SP-0005	0,120	113,30	9,70	5.974,67	33.887,38	3.413,65	0,68	54,01	121,34	1,056	2,067	31,30	0,34	Ondulado
SP-0006	0,488	258,00	33,10	24.316,91	77.166,31	11.648,64	0,44	54,34	151,06	1,904	4,026	33,58	0,21	Ondulado
SP-0007	0,190	380,00	95,00	9.459,89	113.655,81	33.432,66	1,53	55,15	80,90	1,639	3,068	22,50	0,60	Coagulo
SP-0008	0,190	379,90	95,00	9.459,89	113.625,90	33.432,66	1,53	55,15	80,91	1,639	3,068	22,50	0,60	Coagulo
SP-0009	0,239	278,40	57,60	11.899,55	83.267,83	20.270,75	0,91	54,88	105,06	1,604	3,068	28,30	0,43	Ondulado
ST-0001	2,062	1870,900	333,200	102.684,66	559.575,39	117.260,67	0,71	54,69	118,55	4,428	10,02	22,89	0,26	Ondulado
D <sub>C</sub> : Diámetro calculado. D <sub>A</sub> : Diámetro asumido.				V <sub>SG</sub> : Velocidad superficial del gas. V <sub>SL</sub> : Velocidad superficial del líquido.				ρ <sub>h</sub> : Densidad de la mezcla. ρ <sub>L</sub> : Densidad del líquido.						

Se tiene que para mantener un patrón de flujo diferente al tipo neblina en todas las tuberías multifásicas de manera simultánea, se requiere de tuberías de diámetro 3", 4" para alimentación hacia los separadores de control y 10" al separador de totales.

Al evaluar el patrón de flujo en las tuberías multifásicas se asumirán sólo el escenario de mayor manejo de producción durante el desarrollo del proyecto.

**Tabla 5. 7 Producción a Separadores de Control y Totales**

<b>Separador</b>	<b>Producción</b>			
	<b>BOPD</b>	<b>BWPD</b>	<b>BPD</b>	<b>SCFD</b>
SP-0001	101,94	21,51	123,45	116.000,00
SP-0002	101,94	21,51	123,45	116.000,00
SP-0003	101,94	21,51	123,45	116.000,00
SP-0004	101,94	21,51	123,45	116.000,00
SP-0005	101,94	21,51	123,45	116.000,00
SP-0006	101,94	21,51	123,45	116.000,00
SP-0007	101,94	21,51	123,45	116.000,00
SP-0008	101,94	21,51	123,45	116.000,00
SP-0009	101,94	21,51	123,45	116.000,00
ST-0001	917,42	193,59	1.111,01	1.044.000,00

Tabla 5. 8 Tuberías Multifasicas de 2" y 4"

Tubería Entrada A	Q GAS (MMSCFD)	q <sub>L</sub> CRUDO (BOPD)	q <sub>w</sub> AGUA (BWPD)	Gas (lb/día)	Crudo (lb/día)	Agua (lb/día)	ρ <sub>h</sub> (lb/ple <sup>3</sup> )	ρ <sub>L</sub> (lb/ple <sup>3</sup> )	V <sub>SM</sub> (pies/s)	D <sub>C</sub> (pulg)	D <sub>A</sub> (pulg)	V <sub>SG</sub> (pies/s)	V <sub>SL</sub> (pies/s)	Patrón de Flujo
SP-0001	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0002	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0003	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0004	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0005	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0006	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0007	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0008	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0009	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
ST-0001	1,044	917,420	193,590	51.979,63	274.395,02	68.128,73	0,71	54,91	118,56	3,150	4,026	71,79	0,82	Neblina
D <sub>C</sub> : Diámetro calculado. D <sub>A</sub> : Diámetro asumido.				V <sub>SG</sub> : Velocidad superficial del gas. V <sub>SL</sub> : Velocidad superficial del líquido.			ρ <sub>h</sub> : Densidad de la mezcla. ρ <sub>L</sub> : Densidad del líquido.							

Se aprecia en la tabla 5.8, que todas las tuberías de alimentación a los separadores de control, mantienen un patrón de flujo diferente al tipo neblina, mientras que el separador de totales mantiene un patrón de flujo del tipo neblina. Se requiere de tuberías de diámetro superior en el separador de totales ST-0001.

Tabla 5. 9 Tuberías Multifásicas de 2" y 6"

Tubería Entrada A	Q GAS (MMSCFD)	qL CRUDO (BOPD)	q <sub>w</sub> AGUA (BWPD)	Gas (lb/día)	Crudo (lb/día)	Agua (lb/día)	ρ <sub>h</sub> (lb/pe <sup>3</sup> )	ρ <sub>L</sub> (lb/pe <sup>3</sup> )	V <sub>SM</sub> (pies/s)	D <sub>C</sub> (pulg)	D <sub>A</sub> (pulg)	V <sub>SG</sub> (pies/s)	V <sub>SL</sub> (pies/s)	Patrón de Flujo
SP-0001	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0002	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0003	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0004	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0005	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0006	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0007	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0008	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
SP-0009	0,116	101,94	21,51	5.775,51	30.488,34	7.569,86	0,71	54,91	118,56	1,050	2,067	30,26	0,34	Ondulado
ST-0001	1,044	917,42	193,59	51.979,63	274.395,02	68.128,73	0,71	54,91	118,56	3,150	6,065	31,63	0,36	Ondulado
D <sub>C</sub> : Diámetro calculado. D <sub>A</sub> : Diámetro asumido.				V <sub>SG</sub> : Velocidad superficial del gas. V <sub>SL</sub> : Velocidad superficial del líquido.				ρ <sub>h</sub> : Densidad de la mezcla. ρ <sub>L</sub> : Densidad del líquido.						

Se aprecia en la tabla 5.9, que todas las tuberías de alimentación a los separadores de control y separador de totales, mantienen un patrón de flujo diferente al tipo neblina. Se requiere de tuberías de diámetro de 2" para alimentación hacia los separadores de control SP-0001/2/3/4/5/6/7/8/9 y 6" al separador de totales ST-0001.

La ubicación definitiva de los manifolds (colectores) de alimentación hacia los separadores de control y separador de totales, condiciona el balance hidráulico de los fluidos hacia los equipos de separación. Es práctica común en los sistemas de separación el mantener caídas de presión menores al 10% con relación a la presión de entrada a la tubería multifásica de alimentación. Aplicando las ecuaciones de Dukler:

$$\Delta P = (\Delta P / \Delta L)_{\text{Fricción}} L + (\Delta P / \Delta L)_{\text{Elevación}} L_H + \Delta P_{\text{Aceleración}}$$

Se considera como tuberías de alimentación a los separadores de control una tubería de diámetro de 2" y al separador de total, una tubería de diámetro 6". Para ambos arreglos de tuberías se consideran trayectorias con muy pocos cambios de elevación, y fluidos a temperatura constante. Se tienen entonces que:

$$(\Delta P / \Delta L)_{\text{Elevación}} L_H = 0$$

$$\Delta P_{\text{Aceleración}} = 0$$

Para todos los cálculos se mantienen como constantes las siguientes propiedades de los fluidos:

$$P_M = 18,87 \text{ lb/lb-mol}$$

$$\rho_L = 53,27 \text{ lb/pie}^3$$

$$\rho_G = 0,0948 \text{ lb/pie}^3$$

$$\rho_W = 62,68 \text{ lb/pie}^3$$

$$\mu_L = 5,899 \text{ cP}$$

$$\mu_G = 0,0113 \text{ cP}$$

$$\mu_W = 0,807 \text{ cP}$$

En la tabla 5.10, se presenta el resultado de las evaluaciones, considerando un  $\Delta P$  de 2% a 5% con relación a la presión de entrada (sistema de muy baja presión).

Tabla 5. 10 Ubicación de Tuberías Multifásicas

Tubería Entrada A	Q GAS (MMSCFD)	q <sub>L</sub> CRUDO (BOPD)	q <sub>w</sub> AGUA (BWPD)	λ L	ρ <sub>h</sub> (Lb/pie <sup>3</sup> )	μ <sub>h</sub> (cP)	R <sub>L</sub>	β	Re (N° Reynolds)	f <sub>TP</sub> /f <sub>o</sub>	(ΔP/ΔL) (psi/pie)	Entrada (psig)	Δ P/P entrada	Salida (Psig)	Longitud Tubería (metros)
SP-0001	0,116	101,94	21,51	0,01125	0,69	0,07753	0,13000	0,229	1,65E+04	2,6	0,03901	14,80	2%	14,50	2,31
SP-0002	0,116	101,94	21,51	0,01125	0,69	0,07753	0,13000	0,229	1,65E+04	2,6	0,03901	14,80	2%	14,50	2,31
SP-0003	0,116	101,94	21,51	0,01125	0,69	0,07753	0,13000	0,229	1,65E+04	2,6	0,03901	14,80	2%	14,50	2,31
SP-0004	0,116	101,94	21,51	0,01125	0,69	0,07753	0,13000	0,229	1,65E+04	2,6	0,03901	14,80	2%	14,50	2,31
SP-0005	0,116	101,94	21,51	0,01125	0,69	0,07753	0,13000	0,229	1,65E+04	2,6	0,03901	14,80	2%	14,50	2,31
SP-0006	0,116	101,94	21,51	0,01125	0,69	0,07753	0,13000	0,229	1,65E+04	2,6	0,03901	14,80	2%	14,50	2,31
SP-0007	0,116	101,94	21,51	0,01125	0,69	0,07753	0,13000	0,229	1,65E+04	2,6	0,03901	14,80	2%	14,50	2,31
SP-0008	0,116	101,94	21,51	0,01125	0,69	0,07753	0,13000	0,229	1,65E+04	2,6	0,03901	14,80	2%	14,50	2,31
SP-0009	0,116	101,94	21,51	0,01125	0,69	0,07753	0,13000	0,229	1,65E+04	2,6	0,03901	14,80	2%	14,50	2,31
ST-0001	1,044	917,42	193,59	0,01125	0,69	0,07753	0,06000	0,304	6,72E+04	2,6	0,01091	15,26	5%	14,50	21,32

Como se aprecia en la tabla 5.10, para todas las tuberías de alimentación a los separadores de control y separador de totales, se mantiene una presión de entrada de 14,80 y 15,26 psig, respectivamente, para una entrega al separador de control o separador de totales de 14,50 Psig. La longitud de tubería indicada, es la máxima longitud de separación medida desde el punto de entrada a la tubería multifásica y su punto de salida, considerado este como la conexión al separador bifásico al cual está conectado.

Al evaluar el patrón de flujo en las tuberías multifásicas, considerando sólo el escenario donde cada separador de control reciba la producción de un pozo en prueba (pozo AAA), se asumirán los siguientes parámetros:

**Tabla 5. 11 Producción a Separadores de Control**

<b>Tipo de Pozo</b>	<b>Producción</b>			
	<b>BOPD</b>	<b>BWPD</b>	<b>BPD</b>	<b>SCFD</b>
POZO AAA	47,49	11,87	59,36	23.740,00

Tabla 5. 12 Tuberías Multifásicas de 2"

Tubería Entrada A	Q GAS (MMSCFD)	qL CRUDO (BOPD)	q <sub>w</sub> AGUA (BWPD)	Gas (lb/día)	Crudo (lb/día)	Agua (lb/día)	ρ <sub>h</sub> (lb/pie <sup>3</sup> )	ρ <sub>L</sub> (lb/pie <sup>3</sup> )	V <sub>SM</sub> (pie/s)	D <sub>C</sub> (pulg)	D <sub>A</sub> (pulg)	V <sub>SG</sub> (pie/s)	V <sub>SL</sub> (pie/s)	Patrón de Flujo
SP-0001	0,024	47,49	11,87	1.181,99	14.203,98	4.177,32	1,53	55,15	80,89	0,580	2,067	6,19	0,17	Estratificado
SP-0002	0,024	47,49	11,87	1.181,99	14.203,98	4.177,32	1,53	55,15	80,89	0,580	2,067	6,19	0,17	Estratificado
SP-0003	0,024	47,49	11,87	1.181,99	14.203,98	4.177,32	1,53	55,15	80,89	0,580	2,067	6,19	0,17	Estratificado
SP-0004	0,024	47,49	11,87	1.181,99	14.203,98	4.177,32	1,53	55,15	80,89	0,580	2,067	6,19	0,17	Estratificado
SP-0005	0,024	47,49	11,87	1.181,99	14.203,98	4.177,32	1,53	55,15	80,89	0,580	2,067	6,19	0,17	Estratificado
SP-0006	0,024	47,49	11,87	1.181,99	14.203,98	4.177,32	1,53	55,15	80,89	0,580	2,067	6,19	0,17	Estratificado
SP-0007	0,024	47,49	11,87	1.181,99	14.203,98	4.177,32	1,53	55,15	80,89	0,580	2,067	6,19	0,17	Estratificado
SP-0009	0,024	47,49	11,87	1.181,99	14.203,98	4.177,32	1,53	55,15	80,89	0,580	2,067	6,19	0,17	Estratificado
SP-0009	0,024	47,49	11,87	1.181,99	14.203,98	4.177,32	1,53	55,15	80,89	0,580	2,067	6,19	0,17	Estratificado
ST-0001	1.044	917.42	193.59	51,979.63	274,395.02	68,128.73	0.71	54.91	118.56	3.150	6.065	31.63	0.36	Ondulado
D <sub>C</sub> : Diámetro calculado. D <sub>A</sub> : Diámetro asumido.				V <sub>SG</sub> : Velocidad superficial del gas. V <sub>SL</sub> : Velocidad superficial del líquido.				ρ <sub>h</sub> : Densidad de la mezcla. ρ <sub>L</sub> : Densidad del líquido.						

Se aprecia en la tabla 5.12, que las tuberías de alimentación a los separadores de control, mantienen un patrón de flujo diferente al tipo neblina. Se requiere de tuberías de diámetro de 2" para la alimentación hacia los separadores de control. Asimismo es practica común en los sistemas de separación el mantener caídas de presión menores al 10% con relación a la presión de entrada a la tubería multifasica de alimentación.

Se considera como tuberías de alimentación a los separadores de control, tuberías de diámetro 2" y al separador de total una tubería de diámetro 6". Para ambos arreglos de tuberías se consideran trayectorias con muy pocos cambios de elevación, y fluidos a temperatura constante ( $(\Delta P / \Delta L)_{\text{Elevación LH}} = 0$  y  $\Delta P_{\text{Aceleración}} = 0$ ).

Para todos los cálculos se mantienen como constantes las siguientes propiedades de los fluidos:  $P_M$ ,  $\rho_L$ ,  $\rho_G$ ,  $\rho_w$ ,  $\mu_L$ ,  $\mu_G$  y  $\mu_w$ .

En la tabla 5.12, se presenta el resultado de las evaluaciones, considerando un  $\Delta P$  de 2% con relación a la presión de entrada (sistema de muy baja presión).

Tabla 5. 13 Ubicación de Tuberías Multifásicas

Tubería Entrada A	Q GAS (MMSCFD)	q <sub>L</sub> CRUDO (BOPD)	q <sub>w</sub> AGUA (BWPD)	λ*L	ρ <sub>h</sub> (Lb/pie <sup>3</sup> )	μ <sub>h</sub> (cP)	R <sub>L</sub>	β	Re (N° Reynolds)	f <sub>tp</sub> /f <sub>o</sub>	(ΔP/ΔL) (psi/pie)	Entrada (psig)	Δ P/P entrada	Salida (psig)	Longitud Tubería (metros)
SP-0001	0,024	47,49	11,87	0,02603	1,48	0,16459	0,13000	0,258	3.90E+03	2.6	0.00323	14.80	2%	14.50	27.94
SP-0002	0,024	47,49	11,87	0.02603	1.48	0.16459	0.13000	0.258	3.90E+03	2.6	0.00323	14.80	2%	14.50	27.94
SP-0003	0,024	47,49	11,87	0.02603	1.48	0.16459	0.13000	0.258	3.90E+03	2.6	0.00323	14.80	2%	14.50	27.94
SP-0004	0,024	47,49	11,87	0.02603	1.48	0.16459	0.13000	0.258	3.90E+03	2.6	0.00323	14.80	2%	14.50	27.94
SP-0005	0,024	47,49	11,87	0.02603	1.48	0.16459	0.13000	0.258	3.90E+03	2.6	0.00323	14.80	2%	14.50	27.94
SP-0006	0,024	47,49	11,87	0.02603	1.48	0.16459	0.13000	0.258	3.90E+03	2.6	0.00323	14.80	2%	14.50	27.94
SP-0007	0,024	47,49	11,87	0.02603	1.48	0.16459	0.13000	0.258	3.90E+03	2.6	0.00323	14.80	2%	14.50	27.94
SP-0009	0,024	47,49	11,87	0.02603	1.48	0.16459	0.13000	0.258	3.90E+03	2.6	0.00323	14.80	2%	14.50	27.94
SP-0009	0,024	47,49	11,87	0.02603	1.48	0.16459	0.13000	0.258	3.90E+03	2.6	0.00323	14.80	2%	14.50	27.94
ST-0001	1.044	917.42	193.59	0.02603	1.48	0.16459	0.13000	0.258	6.72E+04	2.6	0.01091	15.26	5%	14.50	21.32

Como se aprecia en la tabla 5.13, para las tuberías de alimentación a los separadores de control, se mantiene una presión de entrada de 14,80 psig para una entrega al separador de control de 14,50 psig. La longitud de tubería indicada, es la máxima longitud de separación medida desde el punto entrada a la tubería multifásica y su punto de salida, considerado este como la conexión al separador bifásico al cual está conectado.

#### 5.1.2.3 LOGRO DE LA ACTIVIDAD 1.2

El logro es que todas tuberías de alimentación a los separadores de control y separador de totales, mantienen un patrón de flujo diferente al tipo neblina. Asimismo se requiere las tuberías de diámetro de 2" para alimentar a los separadores de control SP-0001/2/3/4/5/6/7/8/9 y tubería de diámetro de 6" para alimentar al separador de total ST-0001

#### 5.1.3 ACTIVIDAD 1.3: CÁLCULO DE CAIDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MONOFÁSICO. TUBERÍA DE GAS

##### 5.1.3.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 1.3

Para el cálculo de las tuberías de procesos monofásicas que transportan gas (tuberías de salida de gas de separadores de control y separador de totales, tuberías de entrada y salida scrubber de gas) requeridas, se establecen las siguientes premisas:

- Capacidad de manejo de un separador de control de acuerdo a la máxima producción de crudo/ gas/ agua que se espera recibir en cada uno de los múltiples.
- Presión de entrega a Gasoducto de Recolección de Gas en baja presión: 14,0 psig.

- Separadores de Control, Separador de Totales y Scrubber de Gas con  $\Delta P = 0$ .

### 5.1.3.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 1.3

Las tuberías de gas proyectadas a instalarse en la planta conectan a cada una de las salidas de gas de los separadores de control y separador de totales, con el cabezal de alimentación de gas al scrubber de la batería, y salida de gas del scrubber al gasoducto de recolección de gas a baja presión.

Las tuberías de gas que salen de cada separador de control se calculan con la producción máxima de gas considerada para los manifolds o combinación de manifolds a lo que está conectado.

Para el cálculo de la caída de presión en las tuberías de gas, inicialmente se evalúan los diámetros, accesorios y las rutas de tuberías.

Para diámetro de tubería de gas de salida de cada separador de control de 2,067 pulgadas (diámetro nominal 2", catálogo estándar), cabezal de producción de gas total de 4,026 pulgadas (diámetro nominal 4", catálogo estándar), tubería de entrada y tubería de salida de scrubber de gas de 4,026 pulgadas (diámetro nominal 4", catálogo estándar), se tiene lo siguiente:

Para todos los cálculos se mantienen como constantes las siguientes propiedades de los fluidos:

$$T_{avg} = 85 \text{ }^\circ\text{F} (545 \text{ R})$$

$$E = 1,00$$

$$Z_{avg} = 0,994$$

$$S = 0,652$$

Tabla 5. 14 Tuberías de Gas Salida Separadores de Control y Totales

Tubería Salida de	Q GAS (MMSCFD)	D (pulg)	$\Delta L$ (pies)	$\Delta H$ (pies)	$\Delta L_m$ (pies)	$\Delta$ Psi/100 (psig/pie)	P <sub>E</sub> (psig)	P <sub>S</sub> (psig)
SP-0001	0,248	2,067	63,89	12,47	76,36	0,7431	14,50	13,93
SP-0002	0,195	2,067	63,89	12,47	76,36	0,4577	14,50	14,15
SP-0003	0,264	2,067	63,89	12,47	76,36	0,8432	14,50	13,86
SP-0004	0,128	2,067	63,89	11,17	75,05	0,1965	14,50	14,35
SP-0005	0,120	2,067	50,28	11,17	61,44	0,1726	14,50	14,39
SP-0006	0,488	2,067	57,01	11,38	68,39	2,9565	14,50	12,48
SP-0007	0,190	2,067	57,01	11,38	68,39	0,4342	14,50	14,20
SP-0008	0,190	2,067	62,49	11,82	74,31	0,4343	14,50	14,18
SP-0009	0,239	2,067	58,09	11,82	69,91	0,6891	14,50	14,02
ST-0001	2,062	4,026	150,22	12,46	162,68	1,5166	14,50	12,03

Se aprecia en la tabla 5.14, que todas las tuberías de salida de gas de los separadores de control SP-0001/2/3/4/5/7/8/9 y totales, mantienen  $\Delta\text{Psi}/100$  menor a 2,0. Para la salida del separador SP-2406, se mantienen un  $\Delta\text{Psi}/100$  mayor a 2, en este caso para este separador se requiere una tubería de salida de gas de mayor diámetro.

Para el cabezal de gas, que recoge la descarga de gas desde los separadores de control (cuando los separadores de control operan en reemplazo del separador de totales) como alimentación al scrubber de gas y entrega al gasoducto de recolección de gas a baja presión, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 5. 15 Cabezal de Gas. Alimentación y Salida de Scrubber de Gas desde los Separadores de Control

<b>Tubería Salida de</b>	<b>Q GAS (MMSCFD)</b>	<b>D (pulg)</b>	<b><math>\Delta L</math> (pies)</b>	<b><math>\Delta H</math> (pies)</b>	<b><math>\Delta L_m</math> (pies)</b>	<b><math>\Delta P/100</math> (psig/pie)</b>	<b>P<sub>E</sub> (psig)</b>	<b>P<sub>S</sub> (psig)</b>
Gas hasta S1	2,062	4,026	9,17		9,17	1,4744	14,14	14,00
S1 hasta Scrubber SR-0001	2,062	4,026	80,12	16,00	96,12	1,4365	15,52	14,14
Scrubber SR-0001 hasta A1	2,062	4,026	52,28	3,94	56,21	1,3858	16,30	15,52
A1 hasta B2	2,062	4,026	38,45		38,45	1,3570	16,82	16,30
B2 hasta SP-0005	0,798	2,067	20,61	1,64	22,25	6,8985	18,35	16,82
SP-0005 hasta SP-0006	0,678	2,067	21,20	0,60	21,80	4,7893	19,40	18,35
SP-0006 hasta SP-0007	0,190	2,067	8,20		8,20	0,3698	19,43	19,40
B2 hasta SP-0004	1,264	4,026	8,20		8,20	0,5054	16,86	16,82
SP-0004 hasta SP-0003	1,136	4,026	8,20		8,20	0,4077	16,89	16,86
SP-0003 hasta SP-0002	0,872	4,026	8,20		8,20	0,2400	16,91	16,89
SP-0002 hasta SP-0001	0,677	4,026	8,20		8,20	0,1446	16,92	16,91
SP-0001 hasta SP-0009	0,429	4,026	95,32		95,32	0,0580	16,98	16,92
SP-0009 hasta SP-0008	0,190	4,026	4,27		4,27	0,0114	16,98	16,98

Se observan valores de  $\Delta\text{Psi}/100$  mayores a 2, en las tuberías de 2" de salida de gas de los separadores de control SP-0005 y SP-0006. Se requieren de presiones de entrada a los separadores de control (cuando los separadores de control operan en reemplazo del separador de totales), superiores a las disponibles por estos equipos de acuerdo a los resultados de la tabla 5.15. Por lo anterior se necesitan tuberías de mayor diámetro a la salida de estos separadores de control e independizar la salida de gas de los separadores de control SP-0005/6/7, así como mayor diámetro en el cabezal de gas en la nueva instalación superficial.

Para el cabezal de gas, que recoge la descarga de gas desde el separador de totales como alimentación al scrubber de gas y entrega al gasoducto de recolección de gas a baja presión, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 5. 16 Cabezal de Gas. Alimentación y Salida de Scrubber de Gas desde el Separador de Totales

<b>Tubería Salida de</b>	<b>Q GAS (MMSCFD)</b>	<b>D (pulg)</b>	<b><math>\Delta L</math> (pies)</b>	<b><math>\Delta H</math> (pies)</b>	<b><math>\Delta L_m</math> (pies)</b>	<b><math>\Delta P/100</math> (psig/pie)</b>	<b>P<sub>E</sub> (psig)</b>	<b>P<sub>S</sub> (psig)</b>
Gaso hasta S1	2,062	4,026	9,17		9,17	1,4744	14,14	14,00
S1 hasta Scrubber (SR-0001)	2,062	4,026	80,12	16,00	96,12	1,4365	15,52	14,14
Scrubber (SR-0001) hasta A1	2,062	4,026	52,28	3,94	56,21	1,3858	16,30	15,52
A1 hasta ST-0001	2,062	4,026	22,05		22,05	1,3618	16,60	16,30

Se observan valores de  $\Delta\text{Psi}/100$  menores a 2, en la alimentación y salida de gas del Scrubber (SR-0001) Se requiere de una presión de entrada al separador de totales superior a las disponibles por este equipo de acuerdo a los resultados de la tabla 5.16. Por lo anterior se necesita mayor diámetro en el cabezal de gas de la nueva instalación superficial.

Al evaluar la caída de presión en las tuberías de gas considerando solo el escenario de mayor manejo de producción durante el desarrollo del Proyecto, se asumirán los siguientes valores. Ver tabla 5.17:

**Tabla 5. 17 Tuberías de Gas Salida Separadores de Control y Totales**

<b>Tubería Salida de</b>	<b>Q GAS (MMSCFD)</b>	<b>D (pulg)</b>	<b>ΔL (pies)</b>	<b>ΔH (pie)</b>	<b>ΔL<sub>m</sub> (pies)</b>	<b>Δ P/100 (psig/pie)</b>	<b>P<sub>E</sub> (psig)</b>	<b>P<sub>S</sub> (psig)</b>
SP-0001	0,116	2,067	63,89	12,47	76,36	0,1613	14,50	14,38
SP-0002	0,116	2,067	63,89	12,47	76,36	0,1613	14,50	14,38
SP-0003	0,116	2,067	63,89	12,47	76,36	0,1613	14,50	14,38
SP-0004	0,116	2,067	63,89	11,17	75,05	0,1613	14,50	14,38
SP-0005	0,116	2,067	50,28	11,17	61,44	0,1613	14,50	14,40
SP-0006	0,116	2,067	57,01	11,38	68,39	0,1613	14,50	14,39
SP-0007	0,116	2,067	57,01	11,38	68,39	0,1613	14,50	14,39
SP-0008	0,116	2,067	62,49	11,82	74,31	0,1613	14,50	14,38
SP-0009	0,116	2,067	58,09	11,82	69,91	0,1613	14,50	14,39
ST-0001	1,044	4,026	150,22	12,46	162,68	0,3763	14,50	13,89

Todas las tuberías de salida de gas de los separadores, mantienen un  $\Delta P/100$  menor a 2 psig/pie.

**Tabla 5. 18 Alimentación y Salida de Scrubber de Gas desde los Separadores de Control**

<b>Tubería Salida de</b>	<b>Q GAS (MMSCFD)</b>	<b>D (pulg)</b>	<b>ΔL (pies)</b>	<b>ΔH (pies)</b>	<b>ΔL<sub>m</sub> (pies)</b>	<b>Δ P/100 (psig/pie)</b>	<b>P<sub>E</sub> (psig)</b>	<b>P<sub>S</sub> (psig)</b>
Gas hasta S1	1,044	4,026	9,17		9,17	0,3786	14,03	14,00
S1 hasta Scrubber (SR-0001)	1,044	4,026	80,12	16,00	96,12	0,3760	14,40	14,03
Scrubber (SR-0001) hasta A1	1,044	4,026	52,28	3,94	56,21	0,3723	14,61	14,40
A1 hasta A2	1,044	4,026	38,45		38,45	0,3701	14,75	14,61
A2 hasta SP-0005	0,348	2,067	20,61	1,64	22,25	1,4291	15,07	14,75
SP-0005 hasta SP-0006	0,232	2,067	21,20	0,60	21,80	0,6303	15,20	15,07
SP-0006 hasta SP-0007	0,116	2,067	8,20		8,20	0,1572	15,22	15,20
A2 hasta SP-0004	0,696	4,026	8,20		8,20	0,1641	14,76	14,75
SP-0004 hasta SP-0003	0,580	4,026	8,20		8,20	0,1139	14,77	14,76
SP-0003 hasta SP-0002	0,464	4,026	8,20		8,20	0,0729	14,78	14,77
SP-0002 hasta SP-0001	0,348	4,026	8,20		8,20	0,0410	14,78	14,78
SP-0001 hasta SP-0009	0,232	4,026	95,32		95,32	0,0182	14,80	14,78
SP-0009 hasta SP-0008	0,116	4,026	4,27		4,27	0,0046	14,80	14,80

Todas las tuberías de salida de gas de los separadores, mantienen un  $\Delta\text{Psi}/100$  menor a 2. Se requieren de presiones de entrada a los separadores de control (cuando los separadores de control operan en reemplazo del separador de totales), superiores a las disponibles por estos equipos de acuerdo a los resultados de la tabla 5.18. Por lo anterior se necesitan tuberías de mayor diámetro a la salida de estos separadores de control e independizar la salida de gas de los separadores de control SP-0005/6/7, así como mayor diámetro en el cabezal de gas de la nueva instalación superficial.

**Tabla 5. 19 Alimentación y Salida de Scrubber de Gas desde el Separador de Totales**

<b>Tubería Salida de</b>	<b>Q, MMSCFDG</b>	<b>Diámetro, pulg</b>	<b><math>\Delta L</math>, pies</b>	<b><math>\Delta H</math>, pies</b>	<b><math>\Delta Lm</math> Total, pies</b>	<b><math>\Delta</math> Psi/100 pies</b>	<b><math>P_E</math> (psig)</b>	<b><math>P_S</math> (psig)</b>
Gas hasta S1	1,044	4,026	9,17		9,17	0,3786	14,03	14,00
S1 hasta Scrubber (SR-0001)	1,044	4,026	80,12	16,00	96,12	0,3760	14,40	14,03
Scrubber (SR-0001) hasta A1	1,044	4,026	52,28	3,94	56,21	0,3723	14,61	14,40
A1 hasta ST-0001	1,044	4,026	22,05		22,05	0,3705	14,69	14,61

Se observan valores de  $\Delta P/100$  menores a 2 psig/pie, en todas las tuberías del sistema y presiones de entrada al cabezal de gas desde el separador de totales, superior a las disponibles por este equipo de acuerdo a los resultados de la tabla 5.19.

#### 5.1.3.3 LOGROS DE LA ACTIVIDAD 1.3

Se consideran como capacidades de manejo de las tuberías de gas, las correspondientes a las de cada separador de control de acuerdo a la máxima producción de crudo/ gas/ agua que se espera recibir en cada uno de los múltiples.

Para determinar la caída de presión en tramos cortos de tuberías que transportan gas, dentro de instalaciones o límites de batería, se emplea la fórmula simplificada para fluidos compresibles de Weymouth.

Para diámetros nominales en las tuberías de gas a la salida de cada separador de control de 2 pulgadas, cabezal de producción de gas total de 6 pulgadas, tuberías de entrada y salida de scrubber de gas de 6", se aprecia que todas las tuberías de salida de gas de los separadores, mantienen  $\Delta \text{Psi}/100$  menor a 2,0, sólo la tubería de descarga del separador SP-0006 presenta un  $\Delta \text{Psi}/100$  mayor a 2,0 . En este caso solo el separador SP-0006 requiere tuberías de salida de gas de mayor diámetro para manejar la máxima producción de crudo/gas/agua que espera recibir cada uno de los múltiples.

Para el cabezal de gas, que recoge la descarga de gas desde los separadores de control (cuando los separadores de control operan en reemplazo del separador de totales) y desde el separador de totales como

alimentación al scrubber de gas y entrega al gasoducto de recolección de gas a baja presión, se observan valores de  $\Delta P/100$  menores a 2 psig/pie, sólo en los separadores de control SP-0005/6 presentan un  $\Delta P/100$  mayor a 2 por lo que se considera independizar las descarga de los mismos.

Al evaluar la caída de presión en las tuberías de gas considerando sólo el escenario de mayor manejo de producción durante el desarrollo del proyecto, se tiene que todas las tuberías de salida de gas de los separadores SP-0001/2/3/4/5/6/7/8/9, mantienen un  $\Delta P/100$  menor a 2 psig/pie.

#### 5.1.4 ACTIVIDAD 1.4: CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MONOFASICO. TUBERÍA DE LÍQUIDOS

##### 5.1.4.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 1.4

Para el cálculo de las tuberías de procesos monofásicas que transportan líquidos (tuberías de salida de líquidos de separadores de control y separador de totales, tuberías de entrada y salida tanque de almacenamiento, tubería de succión a bomba de transferencia de crudo) requeridas para la nueva instalación superficial, se establecen las siguientes premisas:

- Capacidad de transferencia de crudo de acuerdo a la máxima tasa de bombeo que se mantiene en la nueva instalación superficial de 156 bph (3745 BPD / 1040 psig). Se mantiene constante las propiedades del fluido.
- Separadores de Control y Separador de Totales con  $\Delta P = 0$ .

#### 5.1.4.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 1.4

Las tuberías de líquidos proyectadas a instalarse en la nueva instalación superficial, conectan a cada una de las salidas de líquidos de los separadores de control y separador de totales, con el cabezal de alimentación de líquidos de los tanques de almacenamiento de crudo, y succión de la bomba de transferencia de crudo al oleoducto que va a la Planta de Tratamiento de Crudo.

Las tuberías de líquidos que salen de cada separador de control se calculan con la producción máxima de líquidos considerada para los manifolds (colector) o combinación de manifolds a los que está conectado.

Para el cálculo de la caída de presión en las tuberías de líquidos, inicialmente se evalúan los diámetros, accesorios y las rutas de tuberías. Se realizará la primera iteración con los siguientes valores:

Para un diámetro de tubería de líquidos de salida de cada separador de control de 2,067 pulgadas (diámetro nominal 2", catálogo estándar), cabezal de producción de líquidos total de 4,026 pulgadas (diámetro nominal 4", catálogo estándar), tubería de descarga tanque almacenamiento de crudo de 6,065 pulgadas (diámetro nominal 6", catálogo estándar), cabezal de succión a bombas de transferencia de crudo de 6,065 pulgadas (diámetro nominal 6", catálogo estándar), tubería de succión a bombas de transferencia de crudo de 4,026 pulgadas (diámetro nominal 4", catálogo estándar), se tiene lo siguiente:

Tabla 5. 20 Tuberías de Líquidos Salida Separadores de Control a TKS-0001

Tubería Salida de	q <sub>F</sub> (BPD)	D (pulg)	V (pies/s)	Re (N° Reynolds)	f	ΔL <sub>m</sub> (pies)	ΔH (pies)	ΔL Total (pies)	H total (pies)	P <sub>E</sub> (psig)	P <sub>S</sub> (psig)	Δ P/100 (psig/pies)
SP-0009	336,00	2,067	0,944	2204,00	0,01893	40,34	0,75	41,09	0,10	9,50	9,74	0,59
SP-0008	474,90	2,067	1,330	3105,00	0,01895	37,71	0,75	38,46	0,12	9,50	9,73	0,61
SP-0007	475,00	2,067	1,330	3105,00	0,01895	55,14	-0,50	54,64	0,17	9,50	9,25	0,45
SP-0006	291,10	2,067	0,815	1903,00	0,01892	55,14	-0,50	54,64	0,11	9,50	9,27	0,41
SP-0005	123,00	2,067	0,343	801,00	0,01883	51,37	-0,50	50,87	0,04	9,50	9,30	0,39
SP-0004	136,50	2,067	0,386	901,00	0,01885	51,37	-0,50	50,87	0,05	9,50	9,30	0,40
SP-0003	124,00	2,067	0,343	801,00	0,01884	51,37	-0,50	50,87	0,04	9,50	9,30	0,39
SP-0002	105,40	2,067	0,300	700,00	0,01881	51,37	-0,50	50,87	0,04	9,50	9,30	0,39
SP-0001	137,20	2,067	0,386	901,00	0,01885	51,37	-0,50	50,87	0,05	9,50	9,30	0,40
SP-0007 hasta SP-0006	475,00	4,026	0,351	1596,00	0,01625	8,20	0,00	8,20	0,00	9,25	9,25	0,01
SP-0006 hasta SP-0005	291,10	4,026	0,566	2574,00	0,01627	8,20	0,00	8,20	0,00	9,25	9,25	0,01
SP-0005 hasta SP-0004	123,00	4,026	0,656	2983,00	0,01627	8,20	0,00	8,20	0,00	9,25	9,25	0,02
SP-0004 hasta SP-0003	136,50	4,026	0,758	3447,00	0,01627	8,20	0,00	8,20	0,00	9,25	9,25	0,02
SP-0003 hasta SP-0002	124,00	4,026	0,848	3856,00	0,01627	8,20	0,00	8,20	0,00	9,25	9,25	0,02

Tubería Salida de	q <sub>F</sub> (BPD)	D (pulg)	V (pies/s)	Re (N° Reynolds)	f	ΔL <sub>m</sub> (pies)	ΔH (pies)	ΔL Total (pies)	H total (pies)	P <sub>E</sub> (psig)	P <sub>S</sub> (psig)	Δ P/100 (psig/pies)
SP-0002 hasta SP-0001	105,40	4,026	0,928	4220,00	0,01627	8,20	0,00	8,20	0,01	9,25	9,25	0,02
SP-0001 hasta SP-0008/0009	137,20	4,026	1,018	4629,00	0,01628	38,39	0,00	38,39	0,03	9,25	9,23	0,03
SP-0008 hasta SP-0009	474,90	4,026	0,351	1596,00	0,01625	1,02	0,00	1,02	0,00	9,73	9,73	0,01
SP-0008/0009	810,90	4,026	0,600	2729,00	0,01627	25,56	0,00	25,56	0,01	9,73	9,73	0,01
SP-0008/0009 hasta TKS-0001	2203,10	4,026	1,618	7358,00	0,01628	625,71	0,00	625,71	1,24	9,23	8,78	0,07

**Tabla 5. 21 Tuberías de Líquidos. Salida Separador de Totales a TKS-0001**

Tubería Salida de	q <sub>F</sub> (BPD)	D (pulg)	V (pies/s)	Re (N° Reynolds)	f	ΔL <sub>m</sub> (pies)	ΔH (pies)	ΔL Total (pies)	H total (pies)	P <sub>E</sub> (psig)	P <sub>S</sub> (psig)	Δ P/100 (psig/pies)
ST-0001	2203,10	4,026	1,618	7358,00	0,01628	45,22	0,00	45,22	0,09	9,50	9,47	0,07
ST-0001 al TKS-0001	2203,10	4,026	1,618	7358,00	0,01628	660,72	0,00	660,72	1,30	9,47	8,98	0,07

Se aprecia en las tablas 5.20 y 5.21, que todas las tuberías de salida de líquidos de los separadores de control, separador de totales, cabezal de producción de líquidos total, mantienen  $\Delta P/100$  psig/pie y velocidades de los fluidos en las tuberías menores a los límites recomendados según lo indicado en el Marco Teórico.

El análisis hidráulico del cabezal de succión y la tubería de succión a las bombas de transferencia de crudo, se realizan en conjunto con el cálculo de NPSHA para la bomba a instalar.

#### 5.1.4.3 LOGRO DE LA ACTIVIDAD 1.4

Para el cálculo de caída de presión la tubería de proceso que transportan líquidos se aplica la ecuación de Darcy – Weisbach, con el factor de fricción calculado a partir de la ecuación de C. F. Colebrook.

Para diámetros nominales en las tuberías de líquidos de salida de cada separador de control de 2 pulgadas, cabezal de producción de líquidos total de 4 pulgadas y tubería de carga a tanque de almacenamiento de 6 pulgadas, se aprecia que en todas las tuberías se mantienen  $\Delta \text{Psi}/100$ .

#### 5.1.5 ACTIVIDAD 1.5: CÁLCULO DE NPSH<sub>A</sub> Y POTENCIA DE LAS BOMBAS

##### 5.1.5.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 1.5

Para la evaluación de la potencia hidráulica requerida y el NPSH disponible en las bombas para la transferencia de crudo GASO PUMPS 1757 (5-1/2x10) o similar técnicamente, se toman en cuenta las siguientes premisas:

- Capacidad de transferencia de crudo de acuerdo a la máxima tasa de bombeo en la nueva instalación superficial es de 156 bph (3.745 BPD / 1040 psig).
- Curvas características de las bombas GASO PUMPS 1757 (5-1/2x10), suministradas por el fabricante GASO PUMPS.

#### 5.1.5.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 1.5

Las tuberías de líquidos proyectadas a evaluar en la nueva instalación superficial, conectan las tuberías de descarga de los tanques de almacenamiento (TKS-0001 y TKS-0002), con el cabezal de succión y las tuberías de succión a bombas de transferencia.

Las tuberías de líquidos que salen de cada tanque se evalúan con la máxima tasa de bombeo de líquidos de 156 bph (3745 BPD).

Para el cálculo de la caída de presión en las tuberías de líquidos, inicialmente se evalúan los diámetros, accesorios y las rutas.

Para un diámetro de tubería a la descarga del tanque almacenamiento de crudo (TKS-0001), tanque más alejado de la casa de bombas) de 6,065 pulgadas (diámetro nominal 6", catálogo estándar), cabezal de succión a bombas de transferencia de crudo de 6,065 pulgadas (diámetro nominal 6", catálogo estándar), tubería de succión a bombas de transferencia de crudo de 4,026 pulgadas (diámetro nominal 4", catálogo estándar), se tiene lo siguiente:

Para todos los cálculos se mantienen constantes las siguientes propiedades de los fluidos:  $\rho_L = 53,27 \text{ lb/pie}^3$  ,  $\mu_L = 5,899 \text{ cP}$  y  $\varepsilon = 0,00015$  pulgadas.

**Tabla 5. 22 Tuberías de Líquidos Salida de TKS-0001 Succión Bombas de Transferencia**

Tubería	q <sub>F</sub> (BPD)	D (pulg)	V (pies/s)	Re (N° Reynolds)	f	ΔL <sub>m</sub> (pies)	ΔH (pies)	ΔL Total (pies)	H <sub>total</sub> (pies)	P <sub>E</sub> (psig)	P <sub>S</sub> (psig)
Nivel de TKS- 0001	0,00	252	0,000	0,00	0,01731	0,00	3,00	3,00	0,00	0,00	1,11
Descarga TKS- 0001	3745,00	6,065	1,211	8296,00	0,01490	25,57	0,00	25,57	0,02	1,11	1,10
Cabezal Succión P-0001	3745,00	6,065	1,211	8296,00	0,01490	179,26	0,00	179,26	0,12	1,10	1,06
Succión P-0001	3745,00	4,026	2,749	12501,00	0,01628	8,48	0,00	8,48	0,05	1,06	1,04

Para el servicio particular de succión hacia bombas del tipo reciprocante, es recomendación de GASO Pumps, mantener como velocidades de circulación de los fluidos en la tubería de succión a la bomba; valores mayores a 1 pie/s pero menores a 3 pie/s, con una tubería de succión al menos un diámetro mayor a la succión disponible en la bomba. En el caso del cabezal de succión se recomienda mantener una velocidad de 1 pie/s. El NPSH requerido de la bomba GASO PUMPS 1757 (5-1/2x10) corresponde a la curva que se indica en la figura 5.1. Es aconsejable de una diferencia al menos 6 pies para el NPSHR – NSPHA.

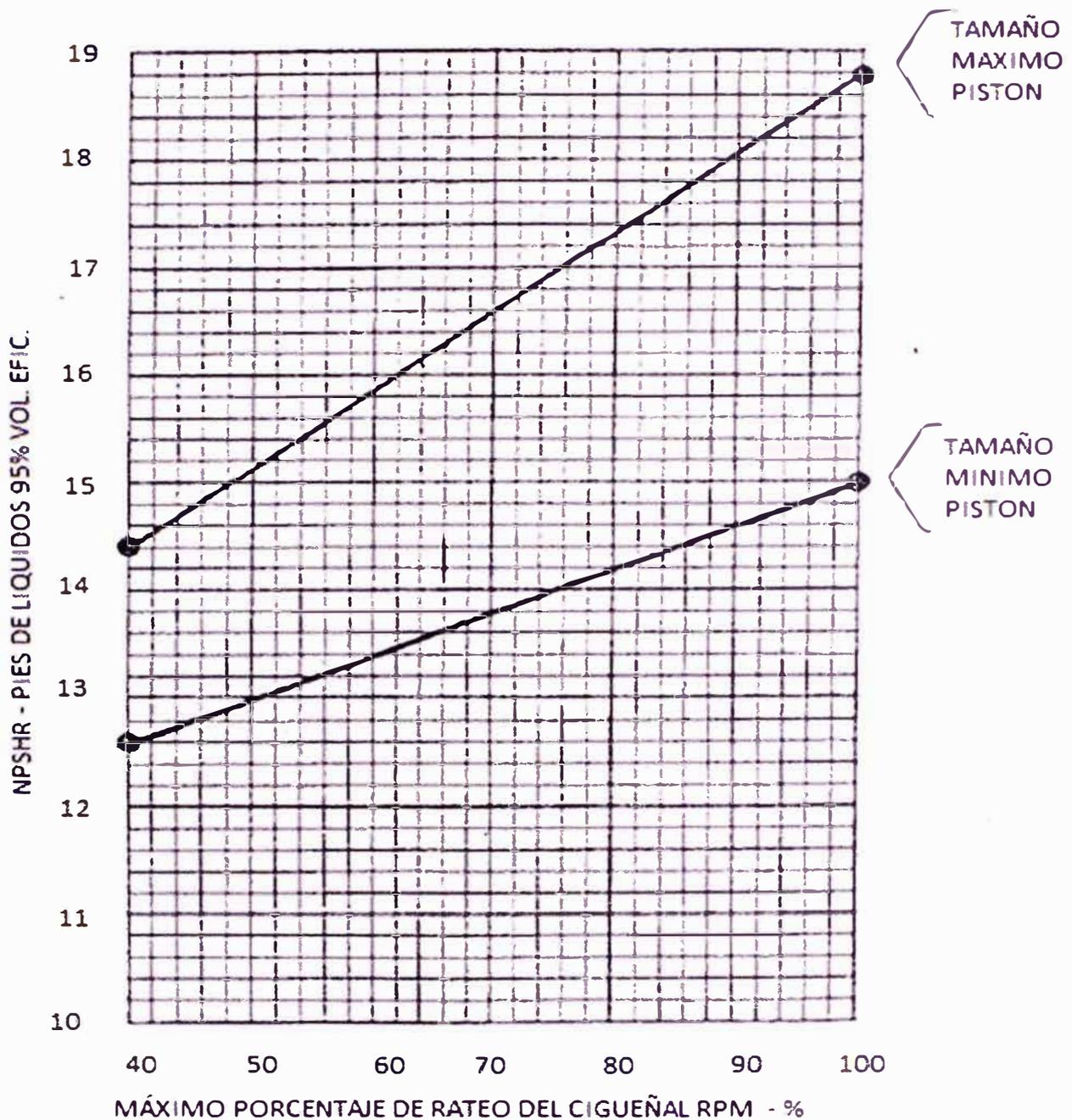


Fig. 5. 1NPSH Requerido Bombas GASO 1757 (5-1/2x10).

Se aprecia en la tabla 5.22, que en el cabezal de succión de la bomba se mantienen velocidades de los fluidos mayores a los límites recomendados por GASO PUMPS. Al evaluar el cabezal de aceleración y el NPSH disponible, se tiene:

**Tabla 5. 23 Cabezal de Aceleración. Succión Bombas de Transferencia**

<b>Tubería</b>	<b>L</b> (pies)	<b>C</b>	<b>N</b> (rpm)	<b>K</b>	<b>h<sub>A</sub></b> (pies)
Nivel de TKS-0001	0,00	0,200	0	2,5	0,00
Descarga TKS-0001	9,51	0,200	54	2,5	1,55
Cabezal Succión P-0001	171,26	0,200	54	2,5	27,84
Succión P-0001	5,48	0,200	54	2,5	2,02

$$NPSH_A = h_a - h_{vpa} - h_{st} - h_{fs} - h_A$$

$$h_a = 14,70 \text{ psia}$$

$$h_{vpa} = 7,00 \text{ psia}$$

$$h_{st} = \Sigma \Delta H = 3,00 \text{ pies}$$

$$h_{fs} = \Sigma H_{Total} = 0,19 \text{ pies}$$

$$h_A = \Sigma h_A = 31,41 \text{ pies}$$

$$\rho_L = 53,27 \text{ Lb/pies}^3$$

$$NPSH_A = (h_a - h_{vpa}) 144 / \rho_L + h_{st} - h_{fs} - h_A$$

$$NPSH_A = (14,70 \text{ psia} - 7,00 \text{ psia}) 144 / 53,27 \text{ lb/pie}^3 + 3,00 \text{ pies} - 0,19 \text{ pie} - 31,41 \text{ pies}$$

$$NPSH_A = -7,785 \text{ pies}$$

La bomba se mantiene a 54 RPM para un 64% del RPM máximo de trabajo de la bomba. De la figura se tiene:

$$NPSH_R = 12,5$$

$$NPSH_A - NPSH_R < 6 \text{ pies}$$

Al evaluar el cabezal de aceleración y el NPSH disponible, se tiene que la mínima altura estática del líquido sobre la succión de la bomba para mantener  $NPSH_A - NPSH_R$  igual a 6 pies corresponde a 29,31 pies (8,93 m), la altura del tanque TKS-0001 es de 24 pies (7,32 m).

Para:

$$\text{NPSHA} - \text{NPSHR} = 0,00 \text{ pies}$$

Se inician los procesos de cavitación en la succión de bomba y la degradación del cabezal de trabajo del sistema. Esta situación se alcanza cuando la altura estática del líquido sobre la succión de la bomba corresponde a 23,31 pies (7,10 m), con una presión de succión a la alimentación de la bomba de 8,55 psig.

Para mantener una presión positiva a la succión de la bomba se requiere de una altura estática del líquido sobre la succión de la bomba de 10,81 pies (3,29 m).

Por todo lo anterior resulta inadecuada la ubicación de la casa de bombas y se requiere aumentar el diámetro del cabezal de succión de las bombas.

Al considerar el cambio de diámetro en el cabezal de succión de las bombas a 10", se tiene lo siguiente:

**Tabla 5. 24 Tuberías de Líquidos Salida de TKS-0001. Succión Bombas de Transferencia.**

<b>Tubería</b>	<b>q<sub>F</sub> (BPD)</b>	<b>D (pulg)</b>	<b>V (pies/s)</b>	<b>Re (N° Reynolds)</b>	<b>f</b>	<b>ΔL<sub>m</sub> (pies)</b>	<b>ΔH (pies)</b>	<b>ΔL Total (pies)</b>	<b>H total (pies)</b>	<b>P<sub>E</sub> (psig)</b>	<b>P<sub>S</sub> (psig)</b>
Nivel de TKS-0001	0,00	252	0,000	0,00	0,01731	0,00	3,00	3,00	0,00	0,00	1,30
Descarga TKS-0001	3745,00	6,065	1,211	70789,00	0,01490	25,57	0,00	25,57	0,02	1,30	1,30
Cabezal Succión P-0001	3745,00	10,02	0,444	42879,00	0,01343	185,26	0,00	185,26	0,01	1,30	1,29
Succión P-0001	3745,00	4,026	2,749	106669,00	0,01628	8,48	0,00	8,48	0,05	1,29	1,27

**Tabla 5. 25 Cabezal de Aceleración. Succión Bombas de Transferencia**

<b>Tubería</b>	<b>L (pies)</b>	<b>C</b>	<b>N (rpm)</b>	<b>K</b>	<b>h<sub>A</sub> (pies)</b>
Nivel de TKS-0001	0,00	0,200	0	2,5	0,00
Descarga TKS-0001	9,51	0,200	54	2,5	1,55
Cabezal Succión P-0001	171,26	0,200	54	2,5	10,21
Succión P-0001	5,48	0,200	54	2,5	2,02

$$NPSH_A = h_a - h_{vpa} - h_{st} - h_{fs} - h_A$$

$$h_a = 14,70 \text{ psia}$$

$$h_{vpa} = 7,00 \text{ psia}$$

$$h_{st} = \Sigma \Delta H = 3,00 \text{ pies}$$

$$h_{fs} = \Sigma H_{Total} = 0,07 \text{ pies}$$

$$h_A = \Sigma h_A = 13,78 \text{ pies}$$

$$\rho_L = 53,27 \text{ lb/pie}^3$$

$$NPSH_A = (h_a - h_{vpa}) 144 / \rho_L + h_{st} - h_{fs} - h_A$$

$$NPSH_A = (14,70 \text{ psia} - 7,00 \text{ psia}) 144 / 53,27 \text{ lb/pie}^3 + 3,00 \text{ pies} - 0,07 \text{ pies} - 13,78 \text{ pies}$$

$$NPSH_A = 9,96 \text{ pies}$$

La bomba se mantiene a 54 RPM para un 64% del RPM máximo de trabajo de la bomba. De la figura se tiene:

$$NPSH_R = 12,5$$

$$NPSH_A - NPSH_R < 6 \text{ pies}$$

Al evaluar el cabezal de aceleración y el NPSH disponible, se tiene que la mínima altura estática del líquido sobre la succión de la bomba para mantener  $NPSH_A - NPSH_R$  igual a 6 pies corresponde a 14,69 pies (4,48 m), la altura del tanque TKS-00001 es de 24 pies (7,32 m).

Para:

$$\text{NPSH}_A - \text{NPSH}_R = 0,00 \text{ pies}$$

Se inician los procesos de cavitación en la succión de bomba y la degradación del cabezal de trabajo del sistema. Esta situación se alcanza cuando la altura estática del líquido sobre la succión de la bomba corresponde a 8,69 pies (2,65 m), con una presión de succión a la alimentación de la bomba de 3,74 psig.

La potencia de la bomba se calcula a partir de la siguiente ecuación hidráulica, se estima asumiendo la eficiencia de la bomba.

$$\text{Bhp} = \text{bph} * \Delta P / (2450 \eta)$$

$$\text{bph} = 156$$

$$\Delta P = (270 - 3,74) \text{ psi}$$

$$\eta = 95\%$$

$$\text{Bhp} = 156 * (270 - 3,74) / (2450 * 95\%) = 17,85 \text{ bhp}$$

### 5.1.5.3 LOGRO DE LA ACTIVIDAD 1.5

Capacidad de transferencia de crudo de acuerdo a la máxima tasa de bombeo en la nueva instalación de 156 bph (3745 BPD / 270 psig).

Curvas características de las bombas GASO PUMPS 1757 (5-1/2x10), suministradas el fabricante GASO PUMPS.

Para el servicio particular de succión hacia bombas del tipo reciprocante, de acuerdo a GASO Pumps, se mantiene como velocidades de circulación

de los fluidos en la tubería de succión a la bomba; valores mayores a 1 pie/s pero menores a 3 pie/s, con una tubería de succión al menos un diámetro mayor a la succión disponible en la bomba y 1 pie/s en el cabezal de succión. Una de las buenas prácticas en la ingeniería es que mantener  $NPSHA - NPSHR$  menor a 6 pies.

Para diámetros nominales en las tuberías de líquidos a la descarga del tanque almacenamiento de crudo (TKS-0001), tanque más alejado de la casa de bombas) de 6 pulgadas, cabezal de succión a bombas de transferencia de crudo de 6 pulgadas, succión a bombas de transferencia de crudo de 4 pulgadas, se tiene que en cabezal de succión de las bombas se mantienen velocidades de los fluidos mayores a los límites recomendados por GASO PUMPS.

Al considerar el cambio de diámetro del cabezal de succión de las bombas, tuberías de descarga de tanque de 6 pulgadas, tubería de succión a bomba de 4 pulgadas y cabezal de succión de 10 pulgadas, se aprecia que en todas las tuberías se mantienen velocidades de los fluidos menores a los límites recomendados por GASO PUMPS. Al evaluar el cabezal de aceleración y el NPSH disponible, se tiene que la mínima altura estática del líquido sobre la succión de la bomba corresponde a 14,69 pies (4,48 m).

## **5.2 COMPONENTE 2 : INGENIERÍA DE DETALLE DE MECÁNICA**

### **5.2.1 ACTIVIDAD 2.1 : CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LAS TUBERÍAS**

#### **5.2.1.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 2.1**

##### **PREMISAS**

Por estar dentro del área de planta se utilizará el código ANSI B31.3.

La presión máxima de trabajo, será igual a la presión de operación más el 10%.

La temperatura de diseño, no debería pasar de 200 °F.

Se realizará prueba hidrostática a la red de tuberías nuevas.

Se realizarán ensayos no destructivos en los nuevos arreglos de tuberías.

El fluido de servicio es, del tipo “Fluido de Servicio Normal”, clasificación definida en la norma B31.3, como un fluido de servicio no sujeto a las reglas que definen los fluidos categoría D, M o de Alta Presión.

#### **5.2.1.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 2.1**

Se procede al cálculo de espesor de tubería:

**DATOS:**

TUBERÍA PARA CRUDO, PETRÓLEO,  
GAS, DRENAJE Y ALIVIO

PRESIÓN DE TRABAJO MÁXIMA (PSI) ( P )= 18,70 48,70  
 TEMPERATURA DE TRABAJO (°F) ( T )= 85,00 135,00  
 FACTOR DE CORROSIÓN ( PULG) ( FC )= 0,0625

FLUIDO : CRUDO / GAS / PETRÓLEO / CONDENSADO  
 DIÁMETRO EXTERNO ( PULG.) ( D )= 2,375  
 ESFUERZO DE FLUENCIA MAT. (PSI) (S)= 20.000,00  
 NORMA DE DISEÑO= ANSI B 31.3 (EDICION 1992)  
 FACTOR DE REDUCCIÓN POR TIPO DE JUNTA ( E )= 1,00 ( para soldadura de arco sumergido )  
 COEFICIENTE. DEPENDIENTE MAT. Y TEMP. ( Y )= 0,40

TOLERANCIA DE FABRICACIÓN= 12,50%

**PRESIONES MÁXIMAS PERMISIBLES (PSI)**

PRESIÓN REQUERIDA (PSI)	ESPESOR PARED (IN)		OBSERVACIONES
			FACTOR DE DISEÑO
17	0,064	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
17	0,001	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
17	0,071	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
18,7	0,064	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
18,7	0,001	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
18,7	0,072	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
48,7	0,065	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
48,7	0,003	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
48,7	0,074	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN

TUBERÍA PARA CRUDO

**DATOS:**

PRESIÓN DE TRABAJO MÁXIMA (PSI) ( P )= 18,70 48,70  
 TEMPERATURA DE TRABAJO (°F) ( T )= 85,00 135,00  
 FACTOR DE CORROSIÓN ( PULG) ( FC )= 0,0625

FLUIDO : CRUDO  
 DIÁMETRO EXTERNO ( PULG.) ( D )= 3,500  
 ESFUERZO DE FLUENCIA MAT. (PSI) (S)= 20.000,00  
 NORMA DE DISEÑO= ANSI B 31.3 (EDICION 1992)  
 FACTOR DE REDUCCIÓN POR TIPO DE JUNTA ( E )= 1,00 ( para soldadura de arco sumergido )  
 COEFICIENTE. DEPENDIENTE MAT. Y TEMP. ( Y )= 0,40

TOLERANCIA DE FABRICACIÓN= 12,50%

**PRESIONES MÁXIMAS PERMISIBLES (PSI)**

PRESIÓN REQUERIDA (PSI)	ESPESOR PARED (IN)		OBSERVACIONES
			FACTOR DE DISEÑO
17	0,064	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
17	0,001	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
17	0,072	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
18,7	0,064	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
18,7	0,002	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
18,7	0,072	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
48,7	0,067	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
48,7	0,004	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
48,7	0,075	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN

DATOS:

TUBERÍA PARA CRUDO,  
PETRÓLEO Y ALIVIO.

PRESIÓN DE TRABAJO MAXIMA( PSI ) ( P )=	18,70	48,70
TEMPERATURA DE TRABAJO (°F) ( T )=	85,00	135,00
FACTOR DE CORROSIÓN ( PULG ) ( FC )=	0,0625	
FLUIDO : CRUDO, PETRÓLEO Y GAS		
DIAMETRO EXTERNO ( PULG.) ( D )=	4,500	
ESFUERZO DE FLUENCIA MAT. (PSI) (S)=	20.000,00	
NORMA DE DISEÑO=	ANSI B 31.3 (EDICION 1992)	
FACTOR DE REDUCCIÓN POR TIPO DE JUNTA ( E )=	1,00 ( para soldadura de arco sumergido )	
COEFICIENTE. DEPENDIENTE MAT. Y TEMP. (Y)=	0,40	
TOLERANCIA DE FABRICACIÓN=	12,50%	

PRESIONES MAXIMAS PERMISIBLES (PSI)

PRESIÓN REQUERIDA (PSI)	ESPESOR PARED (IN)		OBSERVACIONES
			FACTOR DE DISEÑO
17	0,064	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
17	0,002	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
17	0,072	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
18,7	0,066	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
18,7	0,002	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
18,7	0,073	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
48,7	0,068	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
48,7	0,005	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
48,7	0,076	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN

DATOS:

TUBERÍA PARA CRUDO  
(DESCARGA DE BOMBAS)

PRESIÓN DE TRABAJO MAXIMA( PSI ) ( P )=	1.144,00	1241,24
TEMPERATURA DE TRABAJO (°F) ( T )=	85,00	135,00
FACTOR DE CORROSIÓN ( PULG ) ( FC )=	0,0625	
FLUIDO : PETRÓLEO		
DIAMETRO EXTERNO ( PULG.) ( D )=	4,500	
ESFUERZO DE FLUENCIA MAT. (PSI) (S)=	20.000,00	
NORMA DE DISEÑO=	ANSI B 31.3 (EDICION 1992)	
FACTOR DE REDUCCIÓN POR TIPO DE JUNTA ( E )=	1,00 ( para soldadura de arco sumergido )	
COEFICIENTE. DEPENDIENTE MAT. Y TEMP. (Y)=	0,40	
TOLERANCIA DE FABRICACIÓN=	12,50%	

PRESIONES MAXIMAS PERMISIBLES (PSI)

PRESIÓN REQUERIDA (PSI)	ESPESOR PARED (IN)		OBSERVACIONES
			FACTOR DE DISEÑO
1040	0,177	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
1040	0,115	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
1040	0,199	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
1144	0,188	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
1144	0,126	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
1144	0,212	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
1241,24	0,199	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
1241,24	0,136	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
1241,24	0,224	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN

**DATOS:**

TUBERÍA PARA CRUDO Y GAS

PRESIÓN DE TRABAJO MAXIMA( PSI) ( P )= 18,70 48,70  
 TEMPERATURA DE TRABAJO (°F) ( T )= 85,00 135,00  
 FACTOR DE CORROSIÓN ( PULG) ( FC )= 0,0625

**FLUIDO : CRUDO Y GAS**

DIAMETRO EXTERNO ( PULG.) ( D )= 6,625  
 ESFUERZO DE FLUENCIA MAT. (PSI) (S)= 20.000,00  
 NORMA DE DISEÑO= ANSI B 31.3 (EDICION 1992)  
 FACTOR DE REDUCCIÓN POR TIPO DE JUNTA ( E )= 1,00 ( para soldadura de arco sumergido )  
 COEFICIENTE. DEPENDIENTE MAT. Y TEMP. (Y)= 0,40

TOLERANCIA DE FABRICACIÓN= 12,50%

**PRESIONES MAXIMAS PERMISIBLES (PSI)**

PRESIÓN REQUERIDA (PSI)	ESPEJOR PARED (IN)		OBSERVACIONES
			FACTOR DE DISEÑO
17	0,065	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
17	0,003	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
17	0,073	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
18,7	0,066	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
18,7	0,003	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
18,7	0,074	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
48,7	0,071	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
48,7	0,008	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
48,7	0,079	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN

**DATOS:**

TUBERÍA PARA PETRÓLEO (DESCARGA DE TANQUES)

PRESIÓN DE TRABAJO MAXIMA( PSI) ( P )= 18,70 48,70  
 TEMPERATURA DE TRABAJO (°F) ( T )= 85,00 135,00  
 FACTOR DE CORROSIÓN ( PULG) ( FC )= 0,0625

**FLUIDO : PETROLEO**

DIAMETRO EXTERNO ( PULG.) ( D )= 10,750  
 ESFUERZO DE FLUENCIA MAT. (PSI) (S)= 20.000,00  
 NORMA DE DISEÑO= ANSI B 31.3 (EDICION 1992)  
 FACTOR DE REDUCCIÓN POR TIPO DE JUNTA ( E )= 1,00 ( para soldadura de arco sumergido )  
 COEFICIENTE. DEPENDIENTE MAT. Y TEMP. (Y)= 0,40

TOLERANCIA DE FABRICACIÓN= 12,50%

**PRESIONES MAXIMAS PERMISIBLES (PSI)**

PRESIÓN REQUERIDA (PSI)	ESPEJOR PARED (IN)		OBSERVACIONES
			FACTOR DE DISEÑO
17	0,067	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
17	0,005	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
17	0,075	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
18,7	0,068	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
18,7	0,005	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
18,7	0,076	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN
48,7	0,076	tm	CONSIDERANDO EL FACTOR DE CORROSION
48,7	0,013	t	SIN CONSIDERAR EL FACTOR DE CORROSION
48,7	0,085	tm	CON TOLERANCIA DE FABRICACIÓN

### 5.2.1.3 LOGRO DE LA ACTIVIDAD 2.1

A continuación se presentan una tabla (resultados de proceso) con los datos necesarios para realizar los cálculos de espesor de pared y otras tablas con los resultados de espesores obtenidos, basados en el ANSI B31.3.

**Tabla 5. 26 Resultados de los Diámetros en el Proceso**

Datos		Resultados (Diámetro)	
Servicio	Presión y Temperatura de Operación	Tramo tubería	Tramo cabezal
Bifásico (gas + hidrocarburo)	P (psi) = 17 T (°F)= 85	2", 3" 4"	2" 6"
Petróleo (Desc. Sep. Descarga tanques)	P (psi) = 17 T (°F)= 85	2" 4"	10"
Gas (Descarga separadores)	P (psi) = 17 T (°F)= 85	2" 6"	4" 6"
Drenaje	P (psi) = 17 T (°F)= 85	2"	
Petróleo (Descarga bombas)	P (psi) = 1040 T (°F)= 85	4"	
Alivio	P (psi) = 17 T (°F)= 85	2" 4"	6"

A continuación se presentan los resultados obtenidos:

**Tabla 5. 27 Espesores de pared de las tuberías**

Diámetro. (pulg)	Espesor de Pared (pulg)
2"	0,074
3"	0,075
4"	0,076 / 0,224
6"	0,079
10"	0,085

Considerando lo descrito en los criterios de diseño, se tiene:

- ✓ Las tuberías de 2" y menores serán por lo menos de Sch 80.
- ✓ Para diámetros mayores de 2", ningún espesor de tubería será menor al STD
- ✓ Las tuberías menores de 12" de diámetro, serán sin costura.

En resumen, del resultado de las tablas anteriores y de las consideraciones de los criterios de diseño, se obtiene que todas las tuberías a utilizar, según diámetro y espesor son como se muestra en las tablas siguientes:

**Tabla 5. 28 Tipo de Material según el diámetro de la tubería**

<b>Diámetro (pulg)</b>	<b>Espesor de pared pulg / Sch</b>	<b>Material</b>
2"	0,218 / Sch 80	A-53 Gr. B (sin costura)
3"	0,216 / Sch STD	A-53 Gr. B (sin costura)
4"	0,237 / Sch STD	A-53 Gr. B (sin costura)
6"	0,280 / Sch STD	A-53 Gr. B (sin costura)
10"	0,365 / Sch STD	A-53 Gr. B (sin costura)

## 5.2.2 ACTIVIDAD 2.2 : CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LOS TANQUES ATMOSFÉRICOS

### 5.2.2 1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 2.2

Para el cálculo del espesor de pared de los tanques totales y pruebas se aplican los procedimientos, ecuaciones y parámetros indicados en el API estándar 650.

Se considera como material para la fabricación del cuerpo de los tanques el Acero al Carbono ASTM A36 con un valor de Esfuerzo Admisible de Diseño

(Sd) de 23200 psi y Esfuerzo Prueba Hidrostatica (St) de 24900 psi . Se incluye un sobre espesor por corrosión de 1/16 de pulgada.

#### 5.2.2.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 2.2

Se realizara el cálculo para espesor del tanque Tks-0001, se empleara 4.54 y 4.54:

$$t_d = \frac{2.6 * D * (H - 1) * G}{S_d} + ca$$

$$t_t = \frac{2.6 * D * (H - 1)}{S_t}$$

La altura de la plancha comercial es 4.92 pies.

- Cálculo del primer anillo:

Nivel de diseño del tanque es 19.7 pies.

$$t_{d1} = \frac{2.6 * (28.2 \text{ pies}) * (19.7 \text{ pies} - 1) * 0.855}{23200 \text{ psi}} + (0.0625 \text{ pulg}) = 0.113 \text{ pulg}$$

$$t_{t1} = \frac{2.6 * (28.2 \text{ pies}) * (19.7 \text{ pies} - 1)}{24900 \text{ psi}} = 0.055 \text{ pulg}$$

El espesor comercial del primer anillo es 0.25 pulg.

- Cálculo del segundo anillo:

Nivel de diseño del tanque es 14.77 pies.

$$t_{d1} = \frac{2.6 * (28.2 \text{ pies}) * (14.77 \text{ pies} - 1) * 0.855}{23200 \text{ psi}} + (0.0625 \text{ pulg})$$

$$t_{d1} = 0.100 \text{ pulg}$$

$$t_{t1} = \frac{2.6 * (28.2 \text{ pies}) * (14.7 \text{ pies} - 1)}{24900 \text{ psi}} = 0.041 \text{ pulg}$$

El espesor comercial del segundo anillo es 0.1875 pulg.

- Cálculo del tercer anillo:

Nivel de diseño del tanque es 9.84 pies.

$$t_{d1} = \frac{2.6 * (28.2 \text{ pies}) * (9.84 \text{ pies} - 1) * 0.855}{23200 \text{ psi}} + (0.0625 \text{ pulg}) = 0.086 \text{ pulg}$$

$$t_{t1} = \frac{2.6 * (28.2 \text{ pies}) * (9.84 \text{ pies} - 1)}{24900 \text{ psi}} = 0.026 \text{ pulg}$$

El espesor comercial del tercer anillo es 0.1875 pulg.

- Cálculo del cuarto anillo:

Nivel de diseño del tanque es 4.92 pies.

$$t_{d1} = \frac{2.6 * (28.2 \text{ pies}) * (4.92 \text{ pies} - 1) * 0.855}{23200 \text{ psi}} + (0.0625 \text{ pulg}) = 0.073 \text{ pulg}$$

$$t_{t1} = \frac{2.6 * (28.2 \text{ pies}) * (4.92 \text{ pies} - 1)}{24900 \text{ psi}} = 0.012 \text{ pulg}$$

El espesor comercial del cuarto anillo es 0.1875 pulg.

### 5.2.2.3 LOGRO DE LA ACTIVIDAD 2.2

Para los demás separadores pruebas, totales y scrubber se realizara el mismo procedimiento indicado en el ítem 5.2.2.2. Ver hoja de datos del Anexo 1.

## 5.2.3 ACTIVIDAD 2.3 : CÁLCULO DE ESPESOR DE PARED DE LOS RECIPIENTES A PRESIÓN

### 5.2.3.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 2.3

Para el cálculo del espesor de pared y cabezales de los recipientes se aplican los procedimientos, ecuaciones y parámetros indicados en el ASME Code for Pressure Vessels, sección VIII, división 1.

Se considera como material para la fabricación del cuerpo y cabezal de los recipientes el Acero al Carbono SA- 516 Gr 70 con un valor de Esfuerzo Máximo Permisible (S) de 17.500 Psi, con todas las juntas de soldadura 100% inspeccionadas (E=1). Se incluye un sobre espesor por corrosión de 1/8 de pulgada.

Como presión de diseño el ASME Code for Pressure Vessels recomienda 50 Psig por encima de la presión de operación para los equipos que operen a muy baja presión. Se toma como presión de diseño 100 psig.

### 5.2.3.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 2.3

Se realizara el cálculo para un separador de prueba SP-008:

Para el cálculo del espesor del cabezal del recipiente a presión, se empleara la ecuación 4.56:

$$t_{h \text{ cab}} = P D / (2 S E - 0,2 P) + c$$

Presión de Diseño P = 100 psig

$$t_{h \text{ cab}} = (100 \text{ psig}) (24 \text{ pulg}) / (2 \times 17500 \text{ psi} \times 1 - 0,2 \times 100 \text{ psig}) + 0,125 \text{ pulg.}$$

$$t_{h \text{ cab}} = 0,194 \text{ pulg}$$

Para el cálculo del espesor del casco del recipiente a presión, se empleara la ecuación 4.57:

$$t_{s \text{ casco}} = P R / (S E - 0,6 P) + c$$

$$t_{s \text{ casco}} = 100 \text{ psig} \times 12 \text{ pulg} / (17500 \text{ psi} \times 1 - 0,6 \times 100 \text{ psig}) + 0,125 \text{ pulg}$$

$$t_{s \text{ casco}} = 0.194 \text{ pulg}$$

Como espesor comercial se dispone lamina de 0,250 pulg.

Para el cálculo de la máxima presión corroída, se empleara la ecuación 4.58:

$$P_{\text{corr}} = 2 S E t_{\text{corr}} / (D + 0,2 t_{\text{corr}})$$

$$t_{\text{corr}} = t_{s \text{ casco}} - C = 0,194 \text{ pulg.} - 0,125 = 0.069 \text{ pulg.}$$

$$P_{\text{corr}} = 2 \times 17500 \text{ psig} \times 1 \times 0.069 \text{ pulg.} / (24 \text{ pulg.} + 0,2 \times 0.069 \text{ pulg.})$$

$$P_{\text{corr}} = 100.29 \text{ psig}$$

Para el cálculo de presión máxima de diseño, se empleara la ecuación 4.59:

$$P_{\text{max}} = 2 S E t_{\text{comercial}} / (D + 0,2 t_{\text{comercial}})$$

$$P_{\text{max}} = 2 \times 17500 \text{ psi} \times 1 \times 0,250 \text{ pulg.} / (24 \text{ pulg.} + 0,2 \times 0,250 \text{ pulg.})$$

$$P_{\text{max}} = 363.83 \text{ psig}$$

### 5.2.3.3 LOGRO DE LA ACTIVIDAD 2.3

Para los demás separadores pruebas, totales y scrubber se realizara el mismo procedimiento indicado en el ítem 5.2.3.2. Ver hoja de datos del Anexo 1.

## **5.3 COMPONENTE 3: PROCEDIMIENTO PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO**

### **5.3.1 ACTIVIDAD 3.1 : FASE I : INICIO**

#### **5.3.1.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 3.1**

Las consideraciones son los siguientes:

- Factores Ambientales de la Empresa.
- Activos de los Procesos de la organización.
- Contrato

#### **5.3.1.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 3.1**

Son los siguientes:

- Juicio de experto.
- Análisis de Interesados.

#### **5.3.1.3 LOGROS DE LA ACTIVIDAD 3.1**

Son los siguientes:

- Acta de constitución del Proyecto

### **5.3.2 ACTIVIDAD 3.2 : FASE II : PLANIFICACIÓN**

#### **5.3.2.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 3.2**

La consideraciones son los siguientes:

- Factores Ambientales de la Empresa.
- Activos de los Procesos de la organización.
- Acta de constitución.

#### **5.3.2.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 3.2**

Son las siguientes:

- Juicio de experto.

### 5.3.2.3 LOGROS DE LA ACTIVIDAD 3.2

Son las siguientes:

Alcance.

- Plan de Gestión de Alcance.
- Enunciado del Alcance.
- Estructura de Desglose del Trabajo (EDT).
- Diccionario EDT.

Tiempo

- Presupuesto del Proyecto.
- Curva S.
- Plan de Gestión de los Costos.

Comunicación

- Plan de Gestión de la comunicación.

Recursos Humanos.

- Descripción del ROL

Calidad

- Plan de gestión de la Calidad.

Riesgo

- Analisis de Foda
- Plan de gestión de riesgo.
- Registro de riesgo.

Adquisición

- Enunciado del trabajo a contratar

### 5.3.3 ACTIVIDAD 3.3 : FASE III : EJECUCIÓN

#### 5.3.3.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 3.3

Las consideraciones son los siguientes:

- Factores Ambientales de la Empresa.
- Activos de los Procesos de la organización.
- Plan de Dirección del proyecto.
- Solicitud de cambio aprobado.

#### 5.3.3.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 3.3

Son las siguientes:

- Juicio de experto.
- Sistema de Información de la Gerencia de Proyectos.
- Adquirir equipo de proyecto.

#### 5.3.3.3 LOGROS DE LA ACTIVIDAD 3.3

Son los siguientes:

Calidad

- Acciones Correctivas recomendadas.

### 5.3.4 ACTIVIDAD 3.4 : FASE IV : SEGUIMIENTO Y CONTROL

#### 5.3.4.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 3.4

Las consideraciones son los siguientes:

- Factores Ambientales de la Empresa.
- Activos de los Procesos de la organización.
- Informe de rendimiento.
- Plan de dirección del proyecto

#### 5.3.4.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 3.4

Son las siguientes:

- Juicio de experto.
- Reuniones de Control de Cambio.
- Inspección.

#### 5.3.4.3 LOGROS DE LA ACTIVIDAD 3.4

Son los siguientes:

Calidad

- Acciones Preventiva recomendadas.

#### 5.3.5 ACTIVIDAD 3.5 : FASE V : CIERRE

##### 5.3.5.1 CONSIDERACIONES DE LA ACTIVIDAD 3.5

Las consideraciones son los siguientes:

- Activos de los Procesos de la organización.
- Entregables aceptados.
- Plan de dirección del proyecto.

##### 5.3.5.2 PRUEBA DE LA ACTIVIDAD 3.5

Son los siguientes:

- Juicio de experto.

##### 5.3.5.3 LOGROS DE LA ACTIVIDAD 3.5

Son los siguientes:

Integración

- Acta de aceptación final del proyecto

## **5.4 CONSTATACIÓN DE LA HIPOTESIS**

### **5.4.1 CONSIDERACIONES FINALES CORRESPONDIENTES AL PROPÓSITO**

Ver ítem 5.1, 5.2 y 5.3.

### **5.4.2 PRUEBA FINAL CORRESPONDIENTE AL PROPÓSITO**

Ver ítem 5.1, 5.2 y 5.3.

### **5.4.3 LOGRO FINAL CORRESPONDIENTE AL PROPÓSITO**

Es consistente el cálculo, diseño y selección de los componentes de una planta de recuperación de petróleo de 1834 barriles por día.

## CONCLUSIONES

1. Es factible el el cálculo, diseño y selección de los componentes de una planta de recuperación de petróleo de 1834 barriles por día, asimismo ser enfocados con la Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyecto.
2. La velocidad de los fluidos a la entrada del separador total y los separadores de pruebas debe ser menor a 50 pies/s para evitar el flujo tipo neblina.
3. La velocidad en la tubería de gas debe ser menor a 60 pies/s para evitar la velocidad de erosión.
4. La Guía de Fundamentos para la Dirección de Proyecto (PMBOK) es una descripción de las técnicas mas aceptadas para el manejo de proyectos, pero no nos va especificar como hacerlo exactamente, nada más nos va a dar las herramientas para poder hacer dicha actividad en nuestro proyecto.
5. La inversión integral del proyecto asciende a \$ 1 002 059,68 dólares americanos incluye la materia prima y mano de obra.

## RECOMENDACIONES

1. Cada elemento de la planta o nueva instalación superficial deberá ser analizado desde el punto de vista técnico más que lo económico, porque existen materias primas de mala calidad que ha originado fallas en su funcionamiento.
2. Se sugiere mejorar el marco teórico de proceso implementando el software ASPEN HYSYS®.
3. En este informe de suficiencia no se pudo abordar todos los cálculos complejos de diseño de una instalación superficial se recomienda para futuros proyectos abordar los siguientes temas:
  - Cálculo de flexibilidad de las tuberías.
  - Realizar la metodología de elementos finitos.
  - Plano de fabricación de los componentes.
  - Cálculo de selección de válvulas de control.
  - Cálculo de sistema de auxiliares tales como: Aire para instrumentos y Sistema contraincendios.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE; INTRODUCTION TO OIL AND GAS PRODUCTION; Book One of the Vocational Training Series; Fifth Edition, June 1996.
2. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE; API 650, WELDED TANKS FOR OIL STORAGE; Eleventh Edition, June 2007.
3. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE; API SPECIFICATION 12J, SPECIFICATION FOR OIL AND SEPARATORS; Seventh Edition, October 1989.
4. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE; API RECOMMENDED PRACTICE 14E, RECOMMENDED PRACTICE FOR DESIGN AND INSTALLATION OF OFFSHORE PRODUCTION PLATFORM PIPING SYSTEMS; Fifth Edition, October 1991.
5. C.R. WESTAWAY AND A. W. LOOMIS; CAMERON HYDRAULIC DATA, Sixteenth Edition, USA 1984.
6. ENGENE F. MEGYESY; MANUAL DE RECIPIENTE A PRESIÓN; Editorial Limusa, Cuarta Edición, México 1995.
7. GAS CONDITIONING AND PROCESSING; VOLUMEN 2 THE EQUIPMENT MODULES; Seventh Edition, September 1992.

8. M. TERESA ICART ISERN; ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE UN PROYECTO DE INVESTIGACIÓN Y UNA TESINA; Edicions Universitat de Barcelona; Barcelona 2000.
9. PETROLEO DE VENEZUELA S.A.; CÁLCULO HIDRÁULICO DE TUBERÍAS; Julio 2004.
10. PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE; GUIA DE LOS FUNDAMENTOS PARA LA DIRECCIÓN DE PROYECTOS - PMBOK®; Cuarta Edición 2008.
11. THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS; ASME VIII DIV. 1, RULES FOR CONSTRUCTION OF PRESSURE VESSELS; 2010 Edition, July 2010.
12. THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS; ASME B31.3, PROCESS PIPING; 2008 Edition, December 2008.
13. THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS; ASME B31.8, GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS 2008 Edition, December 2008.

## **ANEXOS**

- ANEXOS 1:  
CUADRO DE RESUMEN DE LOS SEPARADORES  
CUADRO DE RESUMEN DE TANQUES TOTALES Y PRUEBAS
- ANEXOS 2:  
PLANOS  
HOJA DE DATOS  
BOLETÍN DEL SOFTWARE PVELTE 2013 Y TANK 2012
- ANEXOS 3:  
FORMATOS DEL PMBOK.

# **ANEXOS 1**

**(a) CUADRO RESUMEN DE  
LOS SEPARADORES**

TEMA: CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA

ESCENARIO N°1: MANEJO DE SEPARADORES DE ACUERDO A LA MÁXIMA PRODUCCIÓN DE CRUDO/ GAS/ AGUA QUE SE ESPERA RECIBIR EN CADA UNO DE LOS MÚLTIPLES DE LA NUEVA PLANTA SEGUN LA TABLA 5.4

Equipo	SEP-001	SP-0001	SP-0002	SP-0003	SP-0004	SP-0005	SP-0006	SP-0007	SP-0008	SP-0009	SC-0001
Descripción	Separador de Totales	Separador de Prueba	Scrubber de Gas								
Presión de operación (psig)	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50
Presión de operación (psia)	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20
Temperatura de operación (F)	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00
Temperatura de operación (R)	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00
Factor de Compresibilidad, Z	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
Gravedad específica del Gas	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624
Peso molecular del gas P <sub>M</sub> , lb/mol	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87
Constante de los Gases, R	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73
Densidad del gas ρ <sub>G</sub> = P x P <sub>M</sub> / ( RTZ ), lb/pie <sup>3</sup>	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961
Gravedad °API del líquido	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00
Gravedad °API del líquido @ Temp. Oper.	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84
Gravedad específica del líquido	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558
Corte de agua, %	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Densidad del agua @ T y P Operación, lb/pie <sup>3</sup>	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68
Densidad del crudo ρ <sub>L</sub> = g.e. x ρ H <sub>2</sub> O, lb/pie <sup>3</sup>	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64
K para un separador vertical con extractor de neblina	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
Velocidad terminal V <sub>t</sub> = K √(( ρ <sub>L</sub> - ρ <sub>G</sub> ) / ρ <sub>G</sub> ), pies/s	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260
Velocidad terminal 100% de la calculada, pies/s	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260
Flujo Volumétrico de Gas, MMPCND	2.0620	0.2480	0.1950	0.2640	0.1280	0.1200	0.4884	0.1900	0.1900	0.2390	4.1244
Flujo Másico de Gas M <sub>G</sub> = Q x 106 x P <sub>M</sub> / (379 x 24 x 3600), lb/s	1.1882	0.1429	0.1124	0.1521	0.0738	0.0692	0.2814	0.1095	0.1095	0.1377	2.3767
Flujo Volumétrico de Gas Q <sub>G</sub> , pies <sup>3</sup> /s	12.359	1.486	1.169	1.582	0.767	0.719	2.927	1.139	1.139	1.432	24.720
Área Transversal para circulación de gas A = Q <sub>G</sub> / V <sub>t</sub> , pies <sup>2</sup>	1.4963	0.1800	0.1415	0.1916	0.0929	0.0871	0.3544	0.1379	0.1379	0.1734	2.9928
Diámetro calculado del separador D = √( 4 x A / π ), pies	1.3803	0.4787	0.4245	0.4939	0.3439	0.3330	0.6717	0.4190	0.4190	0.4699	1.9521
Diámetro calculado del separador D, pulgadas	16.56	5.74	5.09	5.93	4.13	4.00	8.06	5.03	5.03	5.64	23.42
Diámetro medido del separador, pulgadas	55.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	59.00
	equipo de mayor capacidad por botella										
Altura de la columna de gas A <sub>G</sub> = 4 x Q <sub>G</sub> / ( π x V <sub>t</sub> x D ), pies	1.380	0.479	0.424	0.494	0.344	0.333	0.672	0.419	0.419	0.470	1.952
Caudal de líquido circulante q <sub>F</sub> , barriles/día	2203.90	137.20	105.40	125.00	136.50	123.00	291.10	475.00	474.90	336.00	1183.02
Tiempo de retención del líquido ajustado por su °API, min	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Volumen de líquido por tiempo de retención V <sub>L</sub> = q <sub>F</sub> t / 1440, barriles	4.5915	0.2858	0.2196	0.2604	0.2844	0.2563	0.6065	0.9896	0.9894	0.7000	2.4646
Altura de líquido A <sub>L</sub> = 22,46 V <sub>L</sub> / ( π D <sup>2</sup> ), pie	1.5626	0.5109	0.3925	0.4654	0.5083	0.4580	1.0839	1.7687	1.7683	1.2511	0.7289
Mínima Altura requerida del separador = A <sub>L</sub> + A <sub>G</sub> , pies	2.943	0.990	0.817	0.959	0.852	0.791	1.756	2.188	2.187	1.721	2.681
Relación L/D del separador	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Altura ajustada del separador por L/D, pie	16.563	5.744	5.093	5.926	4.127	3.996	8.061	5.028	5.028	5.639	23.425
Altura medida del separador, pie	9.833	9.080	9.080	9.080	9.080	9.080	9.080	9.080	9.080	9.080	15.092
	OK										
Densidad de la mezcla ρ <sub>H</sub> , lb/pie <sup>3</sup>	0.710	0.415	0.408	0.370	0.708	0.685	0.440	1.509	1.509	0.900	0.262
Flujo Volumétrico de la Alimentación Q <sub>F</sub> , pies <sup>3</sup> /s	12.5014	1.4953	1.1755	1.5904	0.7760	0.7272	2.9461	1.1696	1.1696	1.4542	24.7959
Velocidad a la entrada de la alimentación V <sub>F</sub> = 60/ √( pm ), pies/s	71.23	93.09	93.92	98.69	71.30	72.51	90.46	48.84	48.84	63.24	117.18
Boquilla de Entrada Calculada D <sub>F</sub> = √( 4 Q <sub>F</sub> / ( π V <sub>F</sub> ) ), pulgadas	5.6727	1.7161	1.5149	1.7189	1.4127	1.3560	2.4437	2.0954	2.0953	2.0533	6.2287
Boquilla de Entrada Observada en el equipo, pulgadas	8.3030	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	6.3450
	OK										
Velocidad a la salida del gas V <sub>GF</sub> = 60/ √( p <sub>G</sub> ), pies/s	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50
Boquilla de Salida de Gas D <sub>G</sub> = √( 4 Q <sub>G</sub> / ( π V <sub>GF</sub> ) ), pulgadas	3.4220	1.1868	1.0523	1.2244	0.8526	0.8255	1.6654	1.0388	1.0388	1.1650	4.8397
Boquilla de Salida de Gas Observada en el equipo, pulgadas	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630
	Ok	capacidad del equipo limitada por esta boquilla									
Velocidad a la Salida del Líquido, pie/s	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	4.30	4.30	4.30	4.30	3.30
Boquilla de Salida de Líquido D <sub>L</sub> = √( 4 Q <sub>L</sub> / ( π V <sub>L</sub> ) ), pulgadas	2.8212	0.7039	0.6170	0.6719	0.7021	0.6665	0.8982	1.1474	1.1473	0.9650	2.0670
Boquilla de Salida de Líquido Observada en el equipo, pulgadas	4.2630	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210
	Ok										

Nota:

1.- Los datos son según la tabla 5.4 : Producción Máxima de Fluidos a Separadores.

TEMA: CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA

ESCENARIO N°2: MANEJO DE SEPARADORES DE ACUERDO A LA MÁXIMA PRODUCCIÓN DE CRUDO/ GAS/ AGUA QUE SE ESPERA RECIBIR EN CADA UNO DE LOS MÚLTIPLES DE LA NUEVA PLANTA SEGUN LA TABLA 5.7

Equipo	SEP-001	SP-0001	SP-0002	SP-0003	SP-0004	SP-0005	SP-0006	SP-0007	SP-0008	SP-0009	SC-0001
Descripcion	Separador de Totales	Separador de Prueba	Scubber de Gas								
Presión de operación (psig)	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50
Presión de operación (psia)	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20	29.20
Temperatura de operación (F)	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00
Temperatura de operación (R)	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00
Factor de Compresibilidad, Z	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
Gravedad específica del Gas	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624	0.624
Peso molecular del gas P <sub>M</sub> , lb/mol	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87	18.87
Constante de los Gases, R	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73	10.73
Densidad del gas ρ <sub>g</sub> = P x P <sub>M</sub> / ( RTZ ), lb/pie <sup>3</sup>	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961	0.0961
Gravedad °API del liquido	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00
Gravedad °API del liquido @ Temp. Oper.	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84	33.84
Gravedad específica del liquido	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558	0.8558
Corte de agua, %	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Densidad del agua @ T y P Operación, lb/pie <sup>3</sup>	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68	62.68
Densidad del crudo ρ <sub>l</sub> = g.e. x ρ H <sub>2</sub> O, lb/pie <sup>3</sup>	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64	53.64
K para un separador vertical con extractor de neblina	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
Velocidad terminal V <sub>t</sub> = K √( ( ρ <sub>l</sub> - ρ <sub>g</sub> ) / ρ <sub>g</sub> ), pies/s	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260
Velocidad terminal 100% de la calculada, pies/s	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260
Flujo Volumétrico de Gas, MMPCND	1.0440	0.1160	0.1160	0.1160	0.1160	0.1160	0.1160	0.1160	0.1160	0.1160	2.0880
Flujo Másico de Gas M <sub>G</sub> = Q x 106 x P <sub>M</sub> / (379 x 24 x 3600), lb/s	0.6016	0.0668	0.0668	0.0668	0.0668	0.0668	0.0668	0.0668	0.0668	0.0668	1.2032
Flujo Volumétrico de Gas Q <sub>G</sub> , pies <sup>3</sup> /s	6.257	0.695	0.695	0.695	0.695	0.695	0.695	0.695	0.695	0.695	12.515
Área Transversal para circulación de gas A = Q <sub>G</sub> / V <sub>t</sub> , pies <sup>2</sup>	0.7576	0.0842	0.0842	0.0842	0.0842	0.0842	0.0842	0.0842	0.0842	0.0842	1.5151
Diámetro calculado del separador D = √( 4 x A / π ), pies	0.9821	0.3274	0.3274	0.3274	0.3274	0.3274	0.3274	0.3274	0.3274	0.3274	1.3889
Diámetro calculado del separador D, pulgadas	11.79	3.93	3.93	3.93	3.93	3.93	3.93	3.93	3.93	3.93	16.67
Diámetro medido del separador, pulgadas	55.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	59.00
	equipo de mayor capacidad por botella										
Altura de la columna de gas A <sub>G</sub> = 4 x Q <sub>G</sub> / ( π x V <sub>t</sub> x D ), pies	0.982	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	1.389
Caudal de liquido circulante q <sub>F</sub> , barriles/día	1111.01	123.45	123.45	123.45	123.45	123.45	123.45	123.45	123.45	123.45	1111.01
Tiempo de retención del liquido ajustado por su °API, min	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Volumen de liquido por tiempo de retención V <sub>L</sub> = q <sub>F</sub> t / 1440, barriles	2.3146	0.2572	0.2572	0.2572	0.2572	0.2572	0.2572	0.2572	0.2572	0.2572	2.3146
Altura de liquido A <sub>L</sub> = 22.46 V <sub>L</sub> / ( π D <sup>2</sup> ), pie	0.7877	0.4597	0.4597	0.4597	0.4597	0.4597	0.4597	0.4597	0.4597	0.4597	0.6845
Mínima Altura requerida del separador = A <sub>L</sub> + A <sub>G</sub> , pies	1.770	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	2.073
Relación L/D del separador	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Altura ajustada del separador por L/D, pie	11.785	3.928	3.928	3.928	3.928	3.928	3.928	3.928	3.928	3.928	16.667
Altura medida del separador, pie	9.833	9.080	9.080	9.080	9.080	9.080	9.080	9.080	9.080	9.080	15.092
	OK										
Densidad de la mezcla ρ <sub>n</sub> , lb/pie <sup>3</sup>	0.707	0.707	0.707	0.707	0.707	0.707	0.707	0.707	0.707	0.707	0.403
Flujo Volumétrico de la Alimentación Q <sub>F</sub> , pies <sup>3</sup> /s	6.3292	0.7032	0.7032	0.7032	0.7032	0.7032	0.7032	0.7032	0.7032	0.7032	12.5863
Velocidad a la entrada de la alimentación V <sub>F</sub> = 60/ √( ρ <sub>m</sub> ), pies/s	71.36	71.36	71.36	71.36	71.36	71.36	71.36	71.36	71.36	71.36	94.48
Boquilla de Entrada Calculada D <sub>F</sub> = √( 4 Q <sub>F</sub> / ( π V <sub>F</sub> ) ), pulgadas	4.0326	1.3442	1.3442	1.3442	1.3442	1.3442	1.3442	1.3442	1.3442	1.3442	4.9422
Boquilla de Entrada Observada en el equipo, pulgadas	8.3030	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	6.3450
	Ok										
Velocidad a la salida del gas V <sub>GF</sub> = 60/ √( ρ <sub>g</sub> ), pies/s	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50	193.50
Boquilla de Salida de Gas D <sub>G</sub> = √( 4 Q <sub>G</sub> / ( π V <sub>GF</sub> ) ), pulgadas	2.4349	0.8116	0.8116	0.8116	0.8116	0.8116	0.8116	0.8116	0.8116	0.8116	3.4435
Boquilla de Salida de Gas Observada en el equipo, pulgadas	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630	4.2630
	Ok										
Velocidad a la Salida del Liquido, pie/s	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	4.30	4.30	4.30	4.30	3.30
Boquilla de Salida de Liquido D <sub>L</sub> = √( 4 Q <sub>L</sub> / ( π V <sub>L</sub> ) ), pulgadas	2.0031	0.6677	0.6677	0.6677	0.6677	0.6677	0.5849	0.5849	0.5849	0.5849	2.0031
Boquilla de Salida de Liquido Observada en el equipo, pulgadas	4.2630	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210	2.2210
	Ok										

Nota:

1.- Los datos son según la tabla 5.7 : Producción Máxima de Fluidos a Separadores.

**TEMA: CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA**

**CÁLCULO DE ESPESORES DE PARED DE LOS RECIPIENTES A PRESIÓN, SEGÚN EL ÍTEM 5.2.3.3**

Equipo	SEP-001	SP-0001	SP-0002	SP-0003	SP-0004	SP-0005	SP-0006	SP-0007	SP-0008	SP-0009	SC-0001
Descripcion	Separador de Totales	Separador de Prueba	Scubber de Gas								
Presión de operación (psig)	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50	14.50
Presión de diseño (psig)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Temperatura de operación (F)	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00
Temperatura de operación (R)	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00	545.00
Diametro interior del recipiente, Di (pulg)	55.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	59.00
Radio interior del recipiente, Di (pies)	27.50	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	29.50
Factor de inspección de juntas soldadas, E <sub>s</sub>	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Esfuerzo Máximo Permesible, S (psi)	17,500.00	17,500.00	17,500.00	17,500.00	17,500.00	17,500.00	17,500.00	17,500.00	17,500.00	17,500.00	17,500.00
Sobre espesor por corrosión, c (pulg)	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125
Espesor de la Cabeza, t <sub>h cab</sub> (pulg)	0.282	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.294
Espesor comercial de la Cabeza, t <sub>comercial</sub> (pulg)	0.500	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.500
	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok
Espesor de la Casco, t <sub>s casco</sub> (pulg)	0.283	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.194	0.294
Espesor comercial de la Casco, t <sub>comercial</sub> (pulg)	0.500	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.500
	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok
Espesor de corrosión, t <sub>corr</sub> =T <sub>s caso</sub> - C	0.158	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.169
Máxima Presión Corroída, P <sub>corr</sub> (psig)	100.29	100.29	100.29	100.29	100.29	100.29	100.29	100.29	100.29	100.29	100.29
Máxima Presión de Diseño, P <sub>max</sub> (psig)	317.60	363.83	363.83	363.83	363.83	363.83	363.83	363.83	363.83	363.83	296.11

Nota: Ver Hoja de Datos ubicados en el Anexo 2.

**TEMA: CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA**

**CÁLCULO DE ESPESORES DE PARED DE LOS RECIPIENTES A PRESIÓN, SEGÚN EL ÍTEM 5.2.3.3**

<b>Equipo</b>	<b>Tks-0001</b>	<b>Tks-0002</b>
<b>Descripcion</b>	<b>Tanque de Totales</b>	<b>Tanque de Prueba</b>
Volumen (Barriles)	2,100.000	330.000
Temperatura (F)	59.000	59.000
Gravedad Especifica, G	0.855	0.855
Corrosión Permesible, ca (pulg)	0.0625	0.0625
Velocidad de Viento (km/hr)	65.000	65.000
Diámetro (pies)	28.2	15.7
Altura (pies)	19.7	9.8
Material	ASTM A36	ASTM A36
Esfuerzo Admisible Diseño, Sd (psi)	23,200.00	23,200.00
Esfuerzo Prueba Hidrostatica, St (psi)	24,900.00	24,900.00
Altura de la Plancha comercial (pies)	4.92	4.92
<b><u>Primer Anillo</u></b>		
Altura preliminar, H1 (pies)	19.686	9.843
Espesor de diseño, td1 (pulg)	0.113	0.086
Espesor de prueba hidrostatica, tt1 (pulg)	0.055	0.026
Espesor por corrosión (pulg)	0.0625	0.0625
Espesor Mín. Diseño, (pulg)	0.113	0.086
Espesor Propuesto, (pulg)	0.2500	0.2500
	Ok	Ok
<b><u>Segundo Anillo</u></b>		
Altura preliminar, H2 (pulg)	14.77	4.92
Espesor de diseño, td1 (pulg)	0.100	0.073
Espesor de prueba hidrostatica, tt1 (pulg)	0.041	0.012
Espesor por corrosión (pulg)	0.063	0.063
Espesor Mín. Diseño, (pulg)	0.100	0.073
Espesor Propuesto, (pulg)	0.1875	0.1875
	Ok	Ok
<b><u>Tercer Anillo</u></b>		
Altura preliminar, H3 (pulg)	9.84	
Espesor de diseño, td1 (pulg)	0.086	
Espesor de prueba hidrostatica, tt1 (pulg)	0.026	
Espesor por corrosión (pulg)	0.063	
Espesor Mín. Diseño, (pulg)	0.086	
Espesor Propuesto, (pulg)	0.1875	
	Ok	
<b><u>Cuarto Anillo</u></b>		
Altura preliminar, H4 (pulg)	4.92	
Espesor de diseño, td1 (pulg)	0.073	
Espesor de prueba hidrostatica, tt1 (pulg)	0.012	
Espesor por corrosión (pulg)	0.0625	
Espesor Mín. Diseño, (pulg)	0.073	
Espesor Propuesto, (pulg)	0.1875	
	Ok	

Nota: Ver Hoja de Datos ubicados en el Anexo 2.

**(b) CUADRO RESUMEN DE  
TANQUES TOTALES Y  
PRUEBAS**

# **ANEXOS 2**

**(a) PLANO DE PROCESOS –  
PFD**

**(b) PLANO DE PROCESOS –  
PID**

**(c) PLANO MECANICO –  
LAYOUT**

**(d) PLANO MECÁNICO –  
ELEVACION DE EQUIPOS**

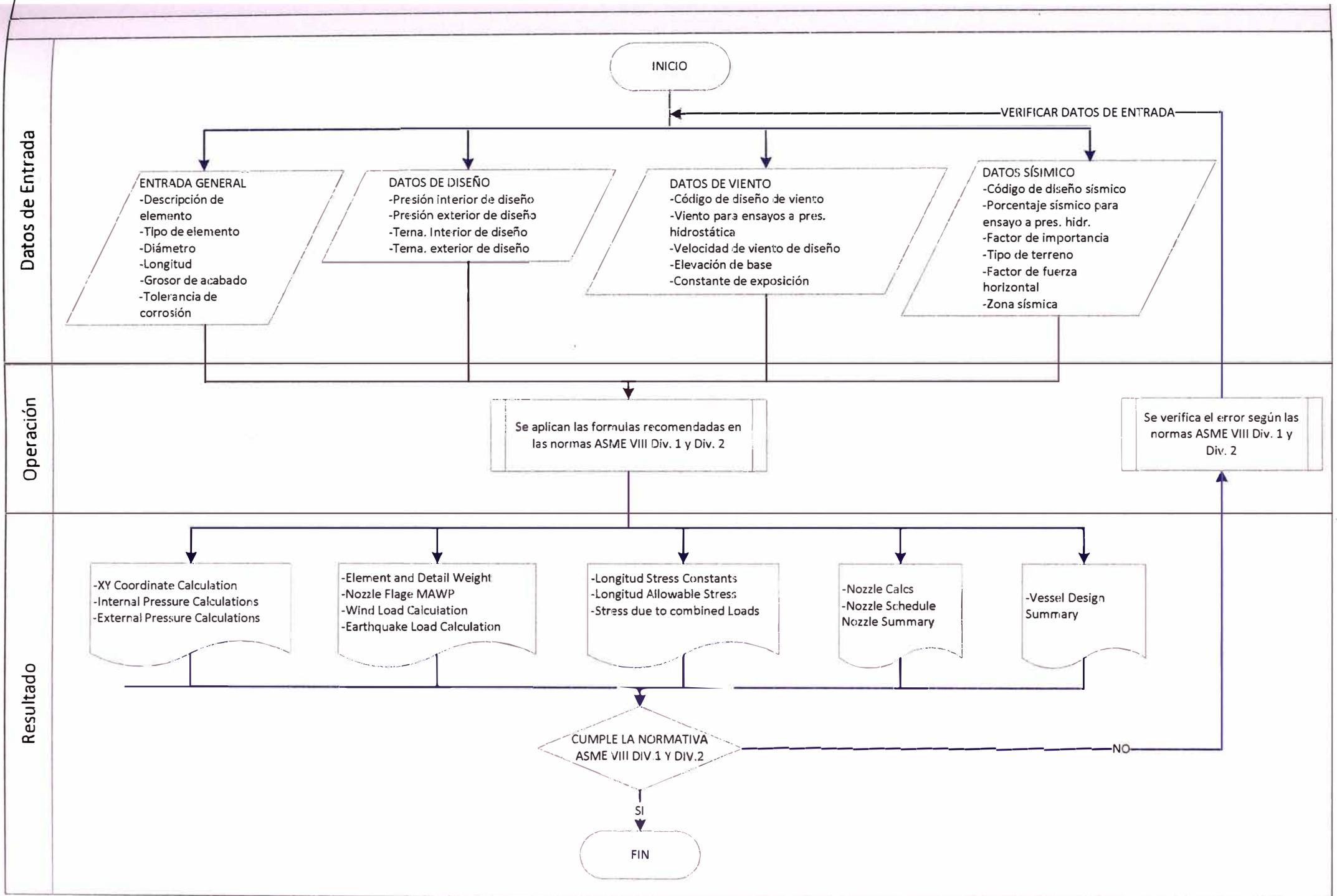
**(e) HOJA DE DATOS DE LOS  
SEPARADORES DE  
PRUEBAS Y TOTAL**

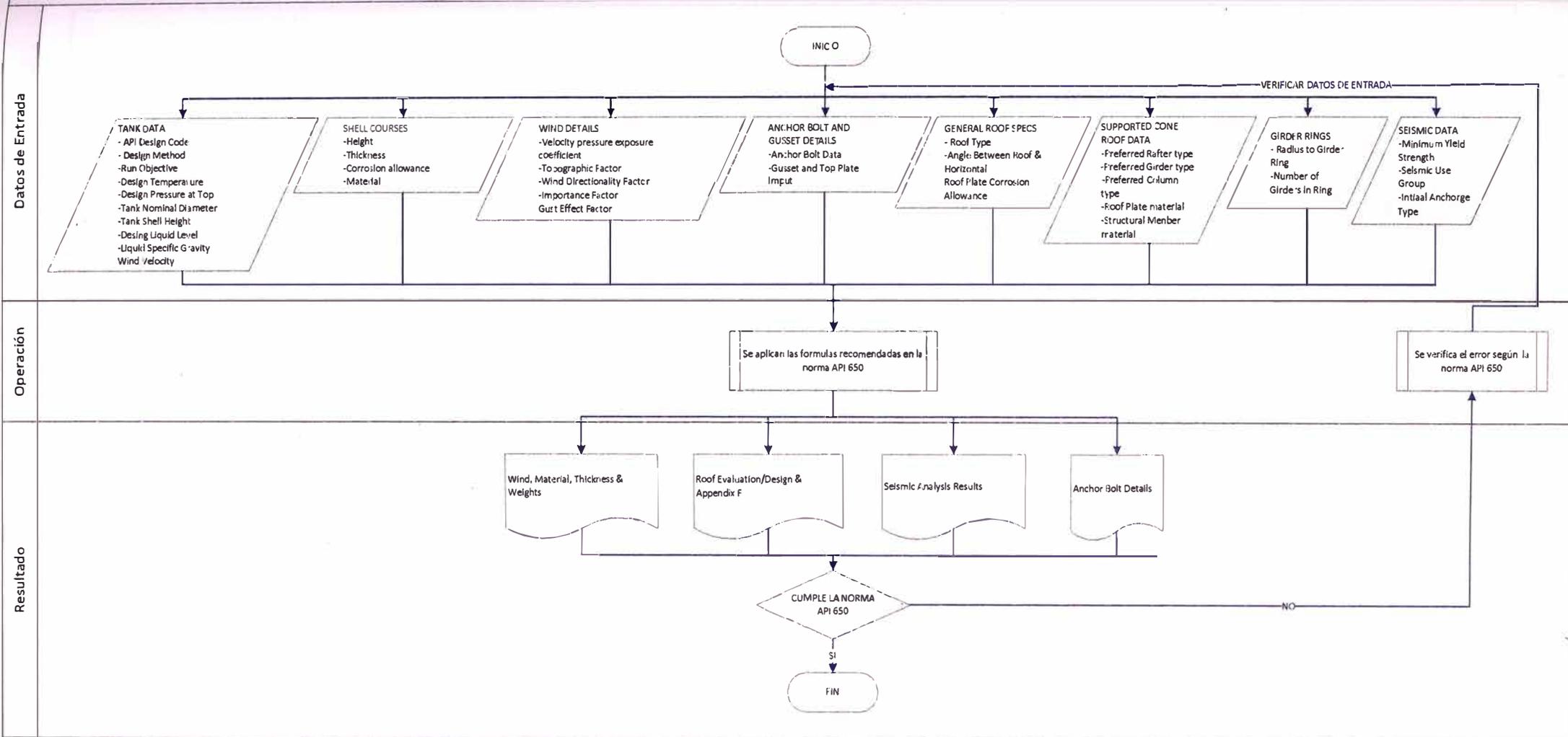
**(f) HOJA DE DATOS DEL  
SCRUBBER**

**(g) HOJA DE DATOS DE LOS  
TANQUES DE PRUEBA Y  
TOTAL**

**(h) RESUMEN DEL SOFTWARE  
PVELITE 2013 Y TANK 2012**

SOFTWARE PV ELITE VERSION 2013 : FLUJO DE CALCULO







**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTA DE INGENIERÍA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

**Fecha:**  
03/03/2013

**HOJA DE DATOS**  
**SEPARADOR DE PRUEBA**  
**SP - 0001/2/3/4/5/6/7/8/9**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTA DE INGENIERIA MECANICA**  
**INFORME DE SUFICIENCIA**

**HODA DE DATOS**  
**SEPARADOR DE PRUEBAS**

Fecha:  
 03/03/2013  
 Número de página:  
 1 de 2

GENERAL					
1					
2	Identificación / Designación de Tanque:		SP 0001/2/3/4/5/6/7/8/9		
3	Servicio:	Gas-Líquido	Edición y Adenda - Estandar API 650:	ASME Section VIII, Div 1	
4					
5	Cantidad:	Nueve Unidades	Tipo de Flujo:	Bifásico	
6	Diámetro (DI):	24"	Tipo de Cabezal	Elíptico 2:1	
7	Longitud (C/C):	9'-1"	Estampe:	NO	
8					
CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO			ESQUEMA		
10	Caudal del Líquido:	Nota 4 BPD			
11	Viscosidad (cP) @ T:	5.995			
12	Densidad de Líquido (lb/pie3) @ T:	53.326			
13	Formación de espuma:	Ninguno			
14	Caudal de agua:	Nota 4 BPD			
15	Viscosidad (cP) @ T:	0.81			
16	Tiempo de retención de Líquido:	3 minutos			
17	Gravedad específica @T:	0.854			
18	Densidad:	62.68 lb/pie3			
19					
20	CARACTERÍSTICAS DEL GAS				
21	Caudal del gas:	Nota 4 MMSCFD			
22	Gravedad específica @T:	0.635			
23	Presión interna de operación:	20 °F			
24	Temperatura de operación:	85 °F			
25	Densidad:	0.11 lb/pie3			
26	Peso Molecular del Gas:	Nota 4			
27	Presión de Diseño:	100 psig			
28	Temperatura de diseño:	150 °F			
28					
29	ESPESOR DEL DE RECIPIENTE				
30	Carcaza:	1/4 pulg			
31	Cabezales:	1/4 pulg			
32	Tolerancia de corrosión:	1/8" pulg			
33					
34	CONEXIONES				
35	Ítem	DIA.	CLASE	CARA	SERVICIO
36	B1	4"	150	RF	ENTRADA
37	B2	4"	150	RF	SALIDA DE GAS
38	B3	2"	150	RF	SALIDA DE LÍQUIDO
39	B4	2"	150	RF	DRENAJE
40	B5	12"	150	RF	MANHOLE
41	B6	2"	150	RF	VALVULA DE ALIVIO
42	B7/8	3/4"	3000#	THDR	INDICADOR DE NIVEL
43					
44					
45	MATERIALES				
46	Carcaza:	ASTM A516 Gr.70			
47	Cabezales:	ASTM A516 Gr.70			
48	Boquillas:	ASTM A-106			
49	Soporte:	ASTM A36			
50	Brida:	ASTM A105			
51	Cuello	ASTM A105			
52					
<p align="center"><b>NOTA</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>El proveedor debe suministrar las valvulas de alivio y los indicadores de nivel.</li> <li>El proveedor es responsable del suministro de pintura.</li> <li>El proveedor debara cumplir con las pruebas e inspección requeridas para las conexiones soldadas: Radiografía, Prueba Hidrostática y tinte penetrante.</li> <li>Ver Anexo 1 del informe de sustentación.</li> </ol>					



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTA DE INGENIERIA MECANICA**  
**INFORME DE SUFECIENCIA**

**Fecha:**  
03/03/2013

**HOJA DE DATOS**  
**VOLUMETER DE PRUEBA**  
**VP - 0001/2/3/4/5/6/7/8/9**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTA DE INGENIERIA MECANICA**  
**INFORME DE SUFECIENCIA**

**HODA DE DATOS**  
**VOLUMETER DE PRUEBAS**

**Fecha:**  
 03/03/2013  
**Número de página:**  
 1 de 2

1	<b>GENERAL</b>	
2	Identificación / Designación de Tanque: _____	SP 0001/2/3/4/5/6/7/8/9
3	Servicio: _____	Edición y Adenda - Estandar API 650: _____
4		ASME Section VIII, Div 1
5	Cantidad: <u>Nueve</u> Unidades	Tipo de Flujo: <u>Bifásico</u>
6	Diámetro (DI): <u>20"</u>	Tipo de Cabezal <u>Elíptico 2:1</u>
7	Longitud (C/C): <u>3'-1"</u>	Estampe: <u>NO</u>

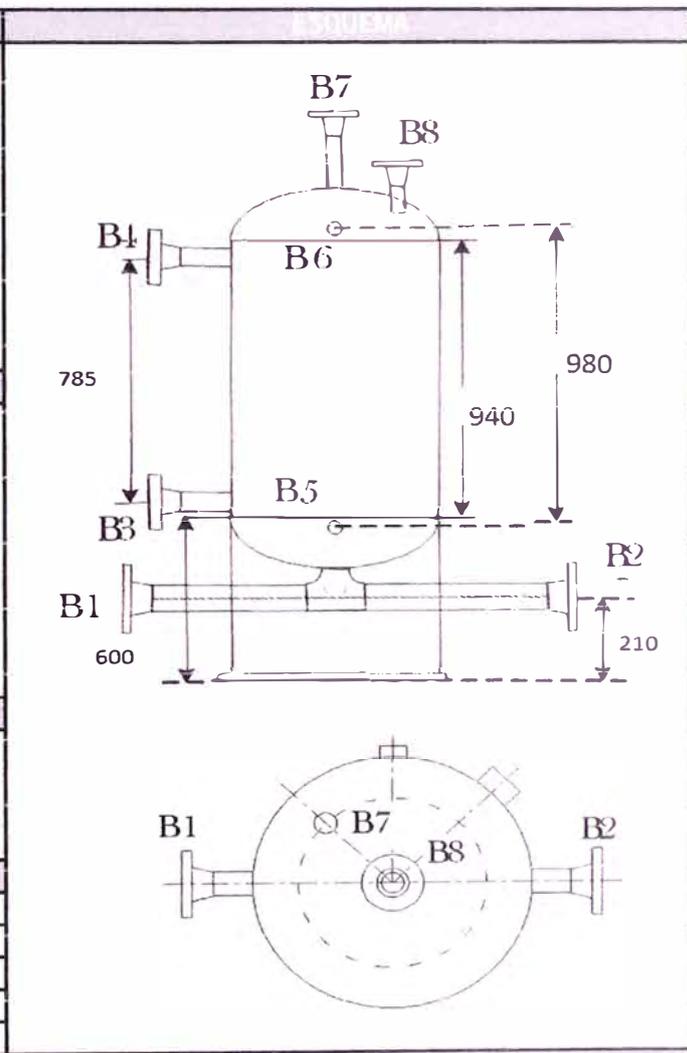
9	<b>CARACTERISTICAS DEL FLUIDO</b>	
10	Caudal del Líquido: <u>Nota 4</u> BPD	
11	Viscosidad (cP) @ T: <u>5.995</u>	
12	Densidad de Líquido (lb/pie <sup>3</sup> ) @ T: <u>53.326</u>	
13	Formación de espuma: <u>Ninguno</u>	
14	Caudal de agua: <u>Nota 4</u> BPD	
15	Viscosidad (cP) @ T: <u>0.85</u>	
16	Tiempo de retención de Líquido: <u>No aplica</u>	
17	Gravedad específica @T: <u>0.854</u>	
18	Densidad: <u>62.68</u> lb/pie <sup>3</sup>	

20	<b>CARACTERISTICAS DEL GAS</b>	
21	Caudal del gas: <u>No aplica</u>	
22	Gravedad específica @T: <u>No aplica</u>	
23	Presión interna de operación: <u>20</u> °F	
24	Temperatura de operación: <u>85</u> °F	
25	Densidad: <u>0.11</u> lb/pie <sup>3</sup>	
26	Peso Molecular del Gas: <u>Nota 4</u>	
27	Presión de Diseño: <u>100</u> psig	
28	Temperatura de diseño: <u>150</u> °F	

29	<b>ESPESOR DEL DE RECIPIENTE</b>	
30	Carcaza: <u>1/4</u> pulg	
31	Cabezales: <u>1/4</u> pulg	
32	Tolerancia de corrosión: <u>1/8"</u> pulg	

34	<b>CONEXIONES</b>				
35	Ítem	DIA.	CLASE	CARA	SERVICIO
36	B1	2"	150	RF	ENTRADA
37	B2	2"	150	RF	SALIDA
38	B3/4	2"	150	RF	TRANSMISOR DE NIVEL
39	B5/6	3/4"	3000#	THDR	INDICADOR DE NIVEL
40	B7	2	150	RF	EQUALIZADOR
41	B8	1	3000#	THDR	MANOMETRO

45	<b>MATERIALES</b>	
46	Carcaza:	ASTM A516 Gr.70
47	Cabezales:	ASTM A516 Gr.70
48	Boquillas:	ASTM A-106
49	Soporte:	ASTM A36
50	Brida:	ASTM A105
51	Cuello	ASTM A105



- NOTA**
- 1.- El proveedor debe suministrar las valvulas de alivio y los indicadores de nivel.
  - 2.- El proveedor es responsable del suministro de pintura.
  - 3.- El proveedor debara cumplir con las pruebas e inspección requeridas para las conexiones soldadas: Radiografía, Prueba Hidrostática y tinte penetrante.
  4. Ver Anexo 1 del informe de sustentación.



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

**Fecha:**  
03/03/2013

**HOJA DE DATOS**  
**SEPARADOR DE TOTALES**  
**ST - 0001**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTA DE INGENIERIA MECANICA**  
**INFORME DE SUFICIENCIA**

**HODA DE DATOS**  
**SEPARADOR DE TOTAL**

Fecha:  
 03/03/2013  
 Número de página:  
 1 de 2

GENERAL	
1	
2	Identificación / Designación de Tanque: <u>ST-0001</u>
3	Servicio: <u>Gas-Líquido</u> Edición y Adenda - Estandar API 650: <u>ASME Section VIII, Div 1</u>
4	
5	Cantidad: <u>Una</u> Unidades Tipo de Flujo: <u>Bifásico</u>
6	Diámetro (DI): <u>55"</u> Tipo de Cabezal: <u>Elíptico 2:1</u>
7	Longitud (C/C): <u>9'-10"</u> Estampe: <u>NO</u>
8	

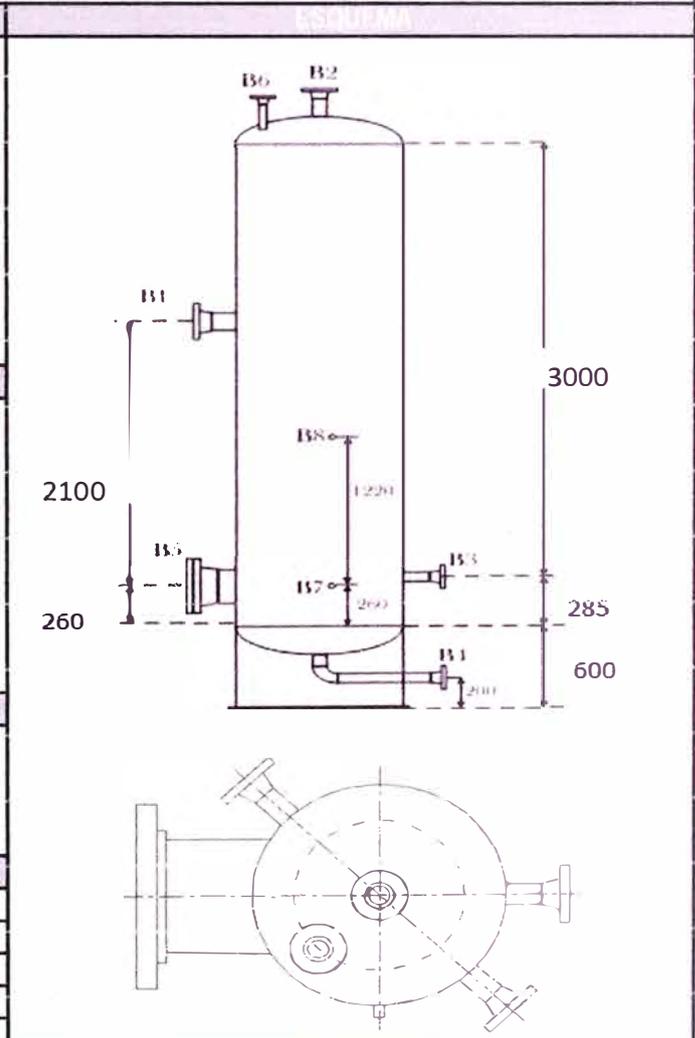
CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO	
10	Caudal del Líquido: <u>Nota 4</u> BPD
11	Viscosidad (cP) @ T: <u>5.995</u>
12	Densidad de Líquido (lb/pe <sup>3</sup> ) @ T: <u>53.326</u>
13	Formación de espuma: <u>Ninguno</u>
14	Caudal de agua: <u>Nota 4</u> BPD
15	Viscosidad (cP) @ T: <u>0.81</u>
16	Tiempo de retención de Líquido: <u>3</u> minutos
17	Gravedad específica @T: <u>0.854</u>
18	Densidad: <u>62.68</u> lb/pe <sup>3</sup>
19	

CARACTERÍSTICAS DEL GAS	
21	Caudal del gas: <u>0.8</u> MMSCFD
22	Gravedad específica @T: <u>0.635</u>
23	Presión interna de operación: <u>20</u> °F
24	Temperatura de operación: <u>85</u> °F
25	Densidad: <u>0.11</u> lb/pe <sup>3</sup>
26	Peso Molecular del Gas: <u>Nota 4</u>
27	Presión de Diseño: <u>100</u> psig
28	Temperatura de diseño: <u>150</u> °F
28	

ESPESOR DEL DL RECIPIENTE	
30	Carcaza: <u>1/2</u> pulg
31	Cabezales: <u>1/2</u> pulg
32	Tolerancia de corrosión: <u>1/8"</u> pulg
33	

CONEXIONES					
35	Ítem	DIA.	CLASE	CARA	SERVICIO
36	B1	8"	150	RF	ENTRADA
37	B2	4"	150	RF	SALIDA DE GAS
38	B3	4"	150	RF	SALIDA DE LIQUIDO
39	B4	2"	150	RF	DRENAJE
40	B5	12"	150	RF	MANHOLE
41	B6	2"	150	RF	VALVULA DE ALIVIO
42	B7/8	3/4"	3000#	THDR	INDICADOR DE NIVEL
43					
44					

MATERIALES	
46	Carcaza: <u>ASTM A516 Gr.70</u>
47	Cabezales: <u>ASTM A516 Gr.70</u>
48	Boquillas: <u>ASTM A-106</u>
49	Soporte: <u>ASTM A36</u>
50	Brida: <u>ASTM A105</u>
51	Cuello: <u>ASTM A105</u>
52	



- NOTA**
- 1.- El proveedor debe suministrar las valvulas de alivio y los indicadores de nivel.
  - 2.- El proveedor es responsable del suministro de pintura.
  - 3.- El proveedor debara cumplir con las pruebas e inspección requeridas para las conexiones soldadas: Radiografía, Prueba Hidrostática y tinte penetrante.
  4. Ver Anexo 1 del informe de sustentación.



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTA DE INGENIERÍA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

**Fecha:**  
03/03/2013

**HOJA DE DATOS**  
**VOLUMETER DE TOTALES**  
**VT - 0001**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTA DE INGENIERIA MECANICA**  
**INFORME DE SUFECIENCIA**

**HODA DE DATOS**  
**VOLUMETER DE TOTALES**

Fecha:  
 03/03/2013  
 Número de página:  
 1 de 2

**GENERAL**

1			
2	Identificación / Designación de Tanque:	VT-0001	
3	Servicio:	Gas-Líquido	Edición y Adenda - Estandar API 650: ASME Section VIII, Div 1
4			
5	Cantidad:	Nueve Unidades	Tipo de Flujo: Bifásico
6	Diámetro (DI):	36"	Tipo de Cabezal: Eliptico 2:1
7	Longitud (C/C):	4'-4"	Estampe: NO
8			

**CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO**

10	Caudal del Líquido:	Nota 4 BPD
11	Viscosidad (cP) @ T:	5.995
12	Densidad de Líquido (lb/pie <sup>3</sup> ) @ T:	53.326
13	Formación de espuma:	Ninguno
14	Caudal de agua:	Nota 4 BPD
15	Viscosidad (cP) @ T:	0.85
16	Tiempo de retención de Líquido:	No aplica
17	Gravedad específica @T:	0.854
18	Densidad:	62.68 lb/pie <sup>3</sup>
19		

**CARACTERÍSTICAS DEL GAS**

21	Caudal del gas:	No aplica
22	Gravedad específica @T:	No aplica
23	Presión interna de operación:	20 °F
24	Temperatura de operación:	85 °F
25	Densidad:	0.11 lb/pie <sup>3</sup>
26	Peso Molecular del Gas:	Nota 4
27	Presión de Diseño:	100 psig
28	Temperatura de diseño:	150 °F
28		

**ESPESOR DEL DE RECIPIENTE**

30	Carcaza :	1/4 pulg
31	Cabezales:	1/4 pulg
32	Tolerancia de corrosión:	1/8" pulg
33		

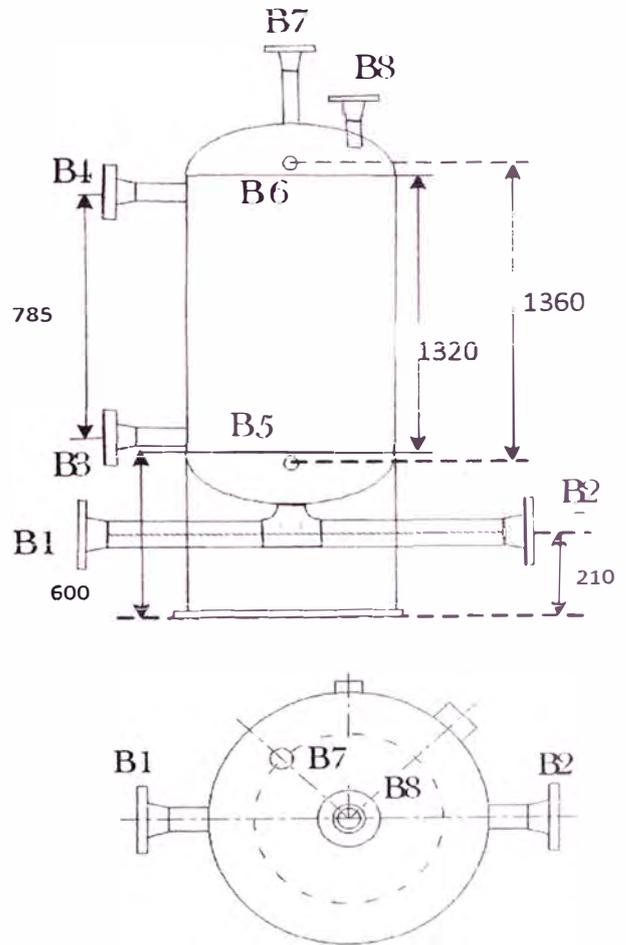
**CONEXIONES**

35	Ítém	DIA.	CLASE	CARA	SERVICIO
36	B1	4"	150	RF	ENTRADA
37	B2	4"	150	RF	SALIDA
38	B3/4	2"	150	RF	TRANSMISOR DE NIVEL
39	B5/6	3/4"	3000#	THDR	INDICADOR DE NIVEL
40	B7	2	150	RF	EQUALIZADOR
41	B8	1	3000#	THDR	MANOMETRO
42					
43					
44					

**MATERIALES**

46	Carcaza :	ASTM A516 Gr.70
47	Cabezales:	ASTM A516 Gr.70
48	Boquillas:	ASTM A-106
49	Soporte:	ASTM A36
50	Brida:	ASTM A105
51	Cuello	ASTM A105
52		

**ESQUEMA**



**NOTA**

- 1.- El proveedor debe suministrar las valvulas de alivio y los indicadores de nivel.
- 2.- El proveedor es responsable del suministro de pintura.
- 3.- El proveedor debara cumplir con las pruebas e inspección requeridas para las conexiones soldadas: Radiografía, Prueba Hidrostática y tinte penetrante.
4. Ver Anexo 1 del informe de sustentación.



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

**Fecha:**  
03/03/2013

**HOJA DE DATOS**

**SCRUBBER**

**SC - 0001**



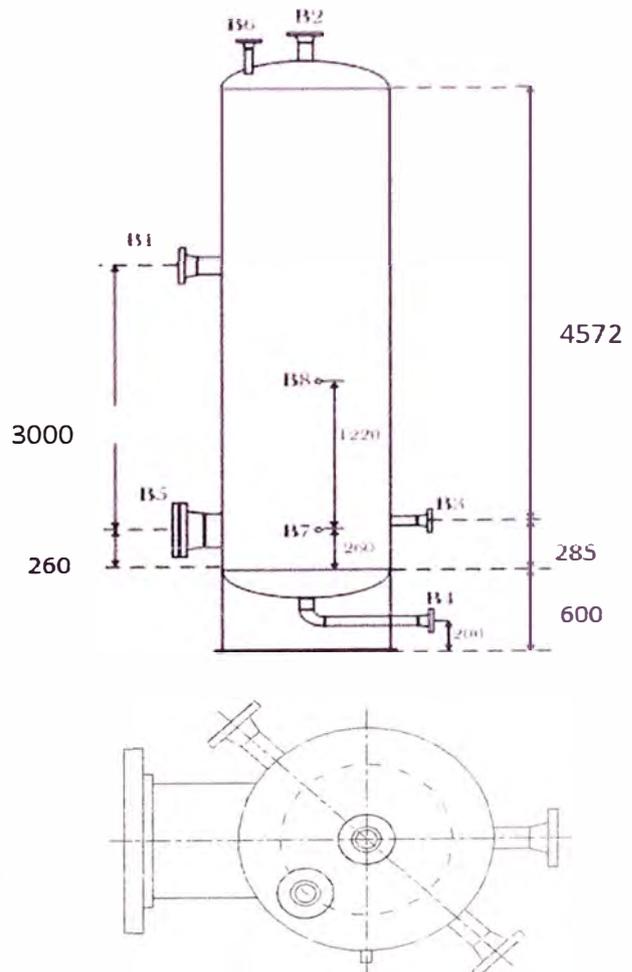
**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTA DE INGENIERIA MECANICA**  
**INFORME DE SUFICIENCIA**

**HODA DE DATOS**  
**SCRUBBER**

**Fecha:**  
 03/03/2013  
**Número de página:**  
 1 de 2

GENERAL																																																						
1																																																						
2	Identificación / Designación de Tanque: <u>SR-0001</u>																																																					
3	Servicio: <u>Gas-Líquido</u> Edición y Adenda - Estandar API 650: <u>ASME Section VIII, Div 1</u>																																																					
4																																																						
5	Cantidad: <u>Nueve</u> Unidades Tipo de Flujo: <u>Bifásico</u>																																																					
6	Diámetro (DI): <u>59"</u> Tipo de Cabezal: <u>Elíptico 2:1</u>																																																					
7	Longitud (C/C): <u>15'</u> Estampe: <u>NO</u>																																																					
8																																																						
CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO																																																						
10	Caudal del Líquido: <u>Nota 4</u> BPD																																																					
11	Viscosidad (cP) @ T: <u>5.995</u>																																																					
12	Densidad de Líquido (lb/pe <sup>3</sup> ) @ T: <u>53.326</u>																																																					
13	Formación de espuma: <u>Ninguno</u>																																																					
14	Caudal de agua: <u>Nota 4</u> BPD																																																					
15	Viscosidad (cP) @ T: <u>0.81</u>																																																					
16	Tiempo de retención de Líquido: <u>3</u> minutos																																																					
17	Gravedad específica @T: <u>0.854</u>																																																					
18	Densidad: <u>62.68</u> lb/pe <sup>3</sup>																																																					
19																																																						
CARACTERÍSTICAS DEL GAS																																																						
21	Caudal del gas: <u>Nota 4</u> MMSCFD																																																					
22	Gravedad específica @T: <u>0.635</u>																																																					
23	Presión interna de operación: <u>20</u> °F																																																					
24	Temperatura de operación: <u>85</u> °F																																																					
25	Densidad: <u>0.11</u> lb/pe <sup>3</sup>																																																					
26	Peso Molecular del Gas: <u>Nota 4</u>																																																					
27	Presión de Diseño: <u>100</u> psig																																																					
28	Temperatura de diseño: <u>150</u> °F																																																					
28																																																						
ESPAESOR DEL DE RECIPIENTE																																																						
30	Carcaza: <u>1/2</u> pulg																																																					
31	Cabezales: <u>1/2</u> pulg																																																					
32	Tolerancia de corrosión: <u>1/8"</u> pulg																																																					
33																																																						
CONEXIONES																																																						
35	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Ítem</th> <th>DIA.</th> <th>CLASE</th> <th>CARA</th> <th>SERVICIO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>36</td> <td>B1</td> <td>4"</td> <td>150</td> <td>RF</td> <td>ENTRADA</td> </tr> <tr> <td>37</td> <td>B2</td> <td>4"</td> <td>150</td> <td>RF</td> <td>SALIDA DE GAS</td> </tr> <tr> <td>38</td> <td>B3</td> <td>2"</td> <td>150</td> <td>RF</td> <td>SALIDA DE LIQUIDO</td> </tr> <tr> <td>39</td> <td>B4</td> <td>2"</td> <td>150</td> <td>RF</td> <td>DRENAJE</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>B5</td> <td>12"</td> <td>150</td> <td>RF</td> <td>MANHOLE</td> </tr> <tr> <td>41</td> <td>B6</td> <td>2"</td> <td>150</td> <td>RF</td> <td>VALVULA DE ALIVIO</td> </tr> <tr> <td>42</td> <td>B7/8</td> <td>3/4"</td> <td>3000#</td> <td>THDR</td> <td>INDICADOR DE NIVEL</td> </tr> <tr> <td>43</td> <td>B9</td> <td>1"</td> <td>150</td> <td>RF</td> <td>RESERVA</td> </tr> </tbody> </table>	Ítem	DIA.	CLASE	CARA	SERVICIO	36	B1	4"	150	RF	ENTRADA	37	B2	4"	150	RF	SALIDA DE GAS	38	B3	2"	150	RF	SALIDA DE LIQUIDO	39	B4	2"	150	RF	DRENAJE	40	B5	12"	150	RF	MANHOLE	41	B6	2"	150	RF	VALVULA DE ALIVIO	42	B7/8	3/4"	3000#	THDR	INDICADOR DE NIVEL	43	B9	1"	150	RF	RESERVA
Ítem	DIA.	CLASE	CARA	SERVICIO																																																		
36	B1	4"	150	RF	ENTRADA																																																	
37	B2	4"	150	RF	SALIDA DE GAS																																																	
38	B3	2"	150	RF	SALIDA DE LIQUIDO																																																	
39	B4	2"	150	RF	DRENAJE																																																	
40	B5	12"	150	RF	MANHOLE																																																	
41	B6	2"	150	RF	VALVULA DE ALIVIO																																																	
42	B7/8	3/4"	3000#	THDR	INDICADOR DE NIVEL																																																	
43	B9	1"	150	RF	RESERVA																																																	
36																																																						
37																																																						
38																																																						
39																																																						
40																																																						
41																																																						
42																																																						
43																																																						
44																																																						
MATERIALES																																																						
46	Carcaza: <u>ASTM A516 Gr.70</u>																																																					
47	Cabezales: <u>ASTM A516 Gr.70</u>																																																					
48	Boquillas: <u>ASTM A-106</u>																																																					
49	Soporte: <u>ASTM A36</u>																																																					
50	Brida: <u>ASTM A105</u>																																																					
51	Cueio: <u>ASTM A105</u>																																																					
52																																																						

**ESQUEMA**



**NOTA**

- 1.- El proveedor debe suministrar las valvulas de alivio y los indicadores de nivel.
- 2.- El proveedor es responsable del suministro de pintura.
- 3.- El proveedor debara cumplir con las pruebas e inspección requeridas para las conexiones soldadas: Radiografía, Prueba Hidrostática y tinte penetrante.
4. Ver Anexo 1 del informe de sustentación.



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

**Fecha:**  
03/03/2013

**HOJA DE DATOS**  
**TANQUE DE TOTALES**  
**TKS - 0001**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTA DE INGENIERÍA MECÁNICA**  
**INFORME DE SUFICIENCIA**

**HOJA DE DATOS**  
**TANQUE DE TOTALES**

**Fecha:**  
 03/03/2013  
**Número de página:**  
 1 de 6

GENERAL

1  
2  
3 Identificación / Designación de Tanque: TKS-0001

4 Servicio: Almacenamiento de Diésel Edición y Adenda - Estandar API 650: 11ava edición, adendas 1, 2 y 3

5 Limitación de Dimensiones: Ninguna Diámetro: 8.60 m Altura: 6.00 m

6 Capacidad: Nominal: 2100 bbl

7 Datos del Producto Almacenado:

8 a. Líquido: Diésel b. Máx S.G.: 0.855 a 15 °C

9 c. Gas Blanketing: --- d. Presión de Vapor: 0.004 Atm @ 20°C

10 ¿Servicio H2S? Sí:  No:  Esp. Suplementarias: \_\_\_\_\_

DISEÑO

13

14 Apéndices API 650 a usarse: A  B  C  D  E  F  G  H  I  J  L  M

15 O  P  S  U  V  W

16 Temperaturas y Presiones Máx. Temp. Diseño: 15 °C Presión Diseño: 0.20 PSI

17 Temp. Diseño del Metal: -5 °C Presión Externa: 0.00 PSI

18

19 Niveles y Velocidades de Llenado y Vaciado: Máx. Vel. Llenado: 3745 BFPD Máx. Vel. Vaciado: 3745 BFPD

20 Nivel Diseño Líquido: 5.80 m

21

22 Diseño Sísmico: Sí:  No:  Apendice E: Sí:  No:  Otro Criterio: \_\_\_\_\_

23 Grupo de Uso Sísmico: I Categoría de Sitio: B Factor de Importancia: 1.0

24

25 Diseño por Viento: Velocidad de Viento: 65 KPH Tipo Viga de Viento Sup.: Apéndice F

26 Secc./Dim. Viga Sup. de Viento: --- Uso de Viga de Sup. como Pasarela?: Sí:  No:

27 Vigas de viento intermedias?: Sí:  No:  Tipo: --- Secc./Dim.: ---

28

29 Diseño de Envolvente: Método de diseño: 1- Pie  Mét. Punto Variable

30 Criterio de apilado de Virolas (anillos):

31 Centrada:  Al ras, Interno:  Al ras, Externo:

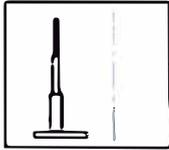
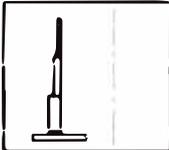
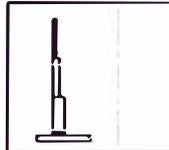
32   

Tabla de Materiales y Dimensiones de Anillos (Virolas)

Anillo / Virola	Esp. (in)	Material	C.A. (in)
De: 0.00 a 1.50 m	0.2500	ASTM A36	0.0625
De: 1.50 a 3.00 m	0.1875	ASTM A36	0.0625
De: 3.00 a 4.50 m	0.1875	ASTM A36	0.0625
De: 4.50 a 6.00 m	0.1875	ASTM A36	0.0625
De:			
De:			
De:			

Anillo / Virola	Esp. (in)	Material	C.A. (in)
De:			

Tabla de Materiales de Conexiones:

Componente	Material	C.A. (in)
Plancha de Refuerzo	A36	0.0625
Cuellos Boquillas/Manholes	A53 GrB/A36	0.0625
Bridas Boquillas/Manholes	A105/A36	---
Bridas Ciegas Boquillas/Manholes	A105/A36	---

Componente	Material	C.A. (in)
Silletas de anclaje	A36	0.0625
Tuberías sumergidas	A53 GrB	0.0625
Estructuras mojadas	A36	0.0625
Estructuras secas	A36	0.0625



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
 FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
 INFORME DE SUFECIENCIA

**HOJA DE DATOS**  
**TANQUE DE TOTALES**

Fecha:  
 03/03/2013  
 Número de página:  
 2 de 6

DISEÑO

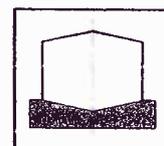
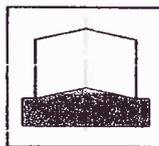
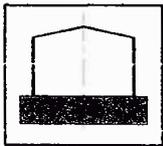
Diseño de Fondo:

Tipo de Fondo:

Plano

Pend. Externa

Pend. Interna

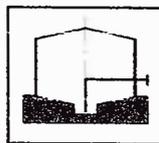


¿Anillo Annular? Sí:  No:  Ancho: \_\_\_\_\_ m Pendiente: 1 / 100 Eficiencia de junta: 85 %

Tipo de Sumidero:

Central

Lateral



Diseño de Techo:

¿Sin Techo?

¿Con Techo?

Cónico

Soportado

Flotante Interno (Apéndice H)

Domo

Autosoportado

Flotante Externo (Apéndice C)

Carga Viva: 20.00 lb/ft<sup>2</sup>

Carga por Nieve: 8.2 lb/ft<sup>2</sup>

Pendiente: 1 / 16

Otra Carga: 10.00 lb/ft<sup>2</sup>

Especificación: Sobre carga por accesorios y plataforma

Diseño de Cimentación:

Tierra

Anillo de Concreto

Anillo de concreto con platea

Materiales y Espesor de Otros Elementos

Elemento	Esp. (in)	Material	C.A. (in)	Elemento	Esp. (in)	Material	C.A. (in)
Fondo	0.3125	ASTM A36	0.0625	Techo	0.2500	ASTM A36	0.0625

PROTECCION DE SUPERFICIE Y CONTRA LA CORROSION

Interior del tanque:

Sí:  No:

Especificación aplicable: \_\_\_\_\_ POR EL PROVEEDOR

Exterior del tanque:

Sí:  No:

Especificación aplicable: \_\_\_\_\_ POR EL PROVEEDOR

Base exterior del tanque (cara en contacto con la superficie de cimentación):

Sí:  No:

Especificación aplicable: \_\_\_\_\_ POR EL PROVEEDOR







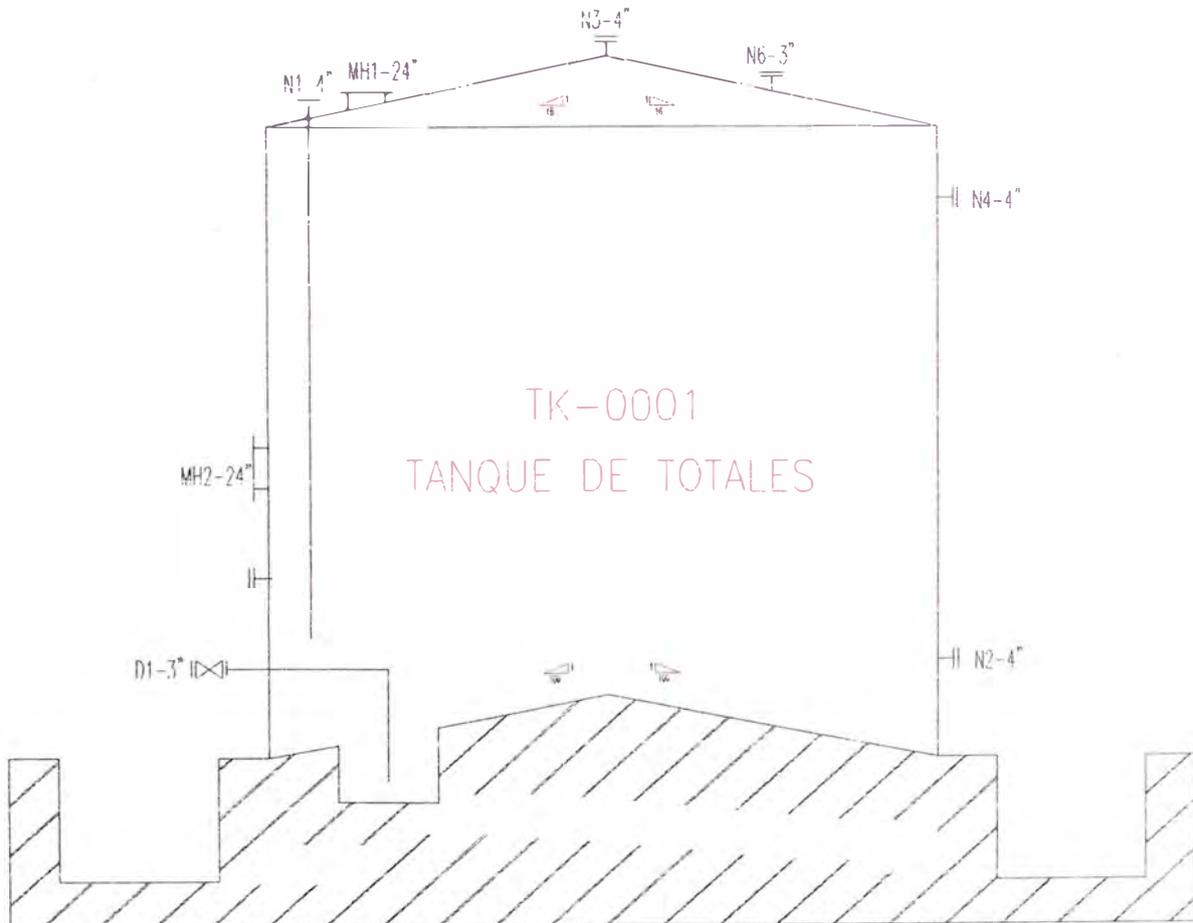
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFICIENCIA

HOJA DE DATOS  
TANQUE DE TOTALES

Fecha:  
03/03/2013  
Número de página:  
5 de 6

BOSQUEJO

SERVICIO: ALMACENAMIENTO DE DIESEL  
DIÁMETRO: 8.6 m  
ALTURA: 6 m  
MATERIAL : ASTM A36





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFICIENCIA

HOJA DE DATOS  
TANQUE DE TOTALES

Fecha:  
03/03/2013  
Número de página:  
6 de 6

NOTAS

1. La boquilla N6 es una futura conexión (reserva) con brida ciega.
2. Conexiones para indicador de nivel tipo regleta.
3. Venteo con válvula de presión de vacío.
4. Se deberá proveer al tanque de conexiones para puesta a tierra (grounding lug).
5. El tanque deberá tener una plataforma para acceso a conexiones de techo.



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTA DE INGENIERIA MECANICA**  
**INFORME DE SUFECIENCIA**

**Fecha:**  
03/03/2013

**HOJA DE DATOS**  
**TANQUE DE PRUEBA**  
**TKS - 0002**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTA DE INGENIERIA MECANICA**  
**INFORME DE SUFICIENCIA**

**HOJA DE DATOS**  
**TANQUE DE PRUEBA**

**Fecha:**  
 03/03/2013  
**Número de página:**  
 1 de 6

GENERAL

1

2

3 Identificación / Designación de Tanque: TKS-0001

4 Servicio: Almacenamiento de Diésel Edición y Adenda - Estandar API 650: 11ava edición, adendas 1, 2 y 3

5 Limitación de Dimensiones: Ninguna Diámetro: 4.78 m Altura: 3.00 m

6 Capacidad: Nominal: 330 bbl

7 Datos del Producto Almacenado:

8 a. Líquido: Diésel b. Máx S.G.: 0.855 a 15 °C

9 c. Gas Blanketing: --- d. Presión de Vapor: 0.004 Atm @ 20°C

10 ¿Servicio H<sub>2</sub>S? Si:  No:  Esp. Suplementarias: \_\_\_\_\_

11

DISEÑO

12

13

14 Apéndices API 650 a usarse: A  B  C  D  E  F  G  H  I  J  L  M

15 O  P  S  U  V  W

16 Temperaturas y Presiones Máx. Temp. Diseño: 15 °C Presión Diseño: 0.20 PSI

17 Temp. Diseño del Metal: -5 °C Presión Externa: 0.00 PSI

18

19 Niveles y Velocidades de Llenado y Vaciado: Máx. Vel. Llenado: 3745 BFPD Máx. Vel. Vaciado: 3745 BFPD

20 Nivel Diseño Líquido: 2.80 m

21

22 Diseño Sísmico: Sí:  No:  Apéndice E: Sí:  No:  Otro Criterio: \_\_\_\_\_

23 Grupo de Uso Sísmico: I Categoría de Sitio: B Factor de Importancia: 1.0

24

25 Diseño por Viento: Velocidad de Viento: 65 KPH Tipo Viga de Viento Sup.: Apéndice F

26 Secc./Dim. Viga Sup. de Viento: \_\_\_\_\_ Uso de Viga de Sup. como Pasarela?: Sí:  No:

27 Vigas de viento intermedias?: Sí:  No:  Tipo: \_\_\_\_\_ Secc./Dim.: \_\_\_\_\_

28

29 Diseño de Envolvente: Método de diseño: 1- Pie  Mét. Punto Variable

30 Criterio de apilado de Virolas (anillos):

31 Centrada:  Al ras, Interno:  Al ras, Externo:

32

33

34

35

36

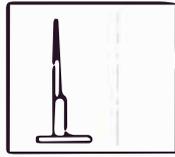
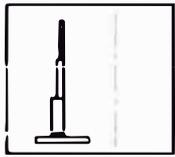
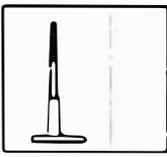


Tabla de Materiales y Dimensiones de Anillos (Virolas)

Anillo / Virola	Esp. (in)	Material	C.A. (in)
De: 0.00 a 1.50 m	0.2500	ASTM A36	0.0625
De: 1.50 a 3.00 m	0.1875	ASTM A36	0.0625
De:			

Anillo / Virola	Esp. (in)	Material	C.A. (in)
De:			

Tabla de Materiales de Conexiones:

Componente	Material	C.A. (in)
Plancha de Refuerzo	A36	0.0625
Cuellos Boquillas/Manholes	A53 GrB/A36	0.0625
Bridas Boquillas/Manholes	A105/A36	---
Bridas Ciegas Boquillas/Manholes	A105/A36	---

Componente	Material	C.A. (in)
Silletas de anclaje	A36	0.0625
Tuberías sumergidas	A53 GrB	0.0625
Estructuras mojadas	A36	0.0625
Estructuras secas	A36	0.0625



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTA DE INGENIERIA MECANICA**  
**INFORME DE SUFICIENCIA**

**HOJA DE DATOS**  
**TANQUE DE PRUEBA**

Fecha:  
 03/03/2013  
 Número de página:  
 2 de 6

DISEÑO

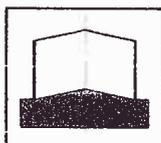
Diseño de Fondo:

Tipo de Fondo:

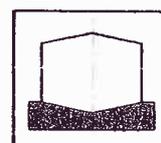
Plano



Pend. Externa



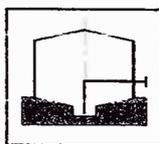
Pend. Interna



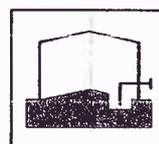
¿Anillo Annular? Si:  No:  Ancho: \_\_\_\_\_ m Pendiente: 1 / 100 Eficiencia de junta: 85 %

Tipo de Sumidero:

Central



Lateral



Diseño de Techo:

¿Sin Techo?

¿Con Techo?

Cónico

Soportado

Flotante Interno (Apéndice H)

Domo

Autosoportado

Flotante Externo (Apéndice C)

Carga Viva: 20.00 lb/ft<sup>2</sup>

Carga por Nieve: 8.2 lb/ft<sup>2</sup>

Pendiente: 1 / 16

Otra Carga: 10.00 lb/ft<sup>2</sup>

Especificación: Sobre carga por accesorios y plataforma

Diseño de Cimentación:

Tierra

Anillo de Concreto

Anillo de concreto con platea

Materiales y Espesor de Otros Elementos

Elemento	Esp. (in)	Material	C.A. (in)	Elemento	Esp. (in)	Material	C.A. (in)
Fondo	0.3125	ASTM A36	0.0625	Techo	0.2500	ASTM A36	0.0625

PROTECCION DE SUPERFICIE Y CONTRA LA CORROSION

Interior del tanque:

Si:  No:

Especificación aplicable: \_\_\_\_\_ POR EL PROVEEDOR

Exterior del tanque:

Si:  No:

Especificación aplicable: \_\_\_\_\_ POR EL PROVEEDOR

Base exterior del tanque (cara en contacto con la superficie de cimentación):

Si:  No:

Especificación aplicable: \_\_\_\_\_ POR EL PROVEEDOR







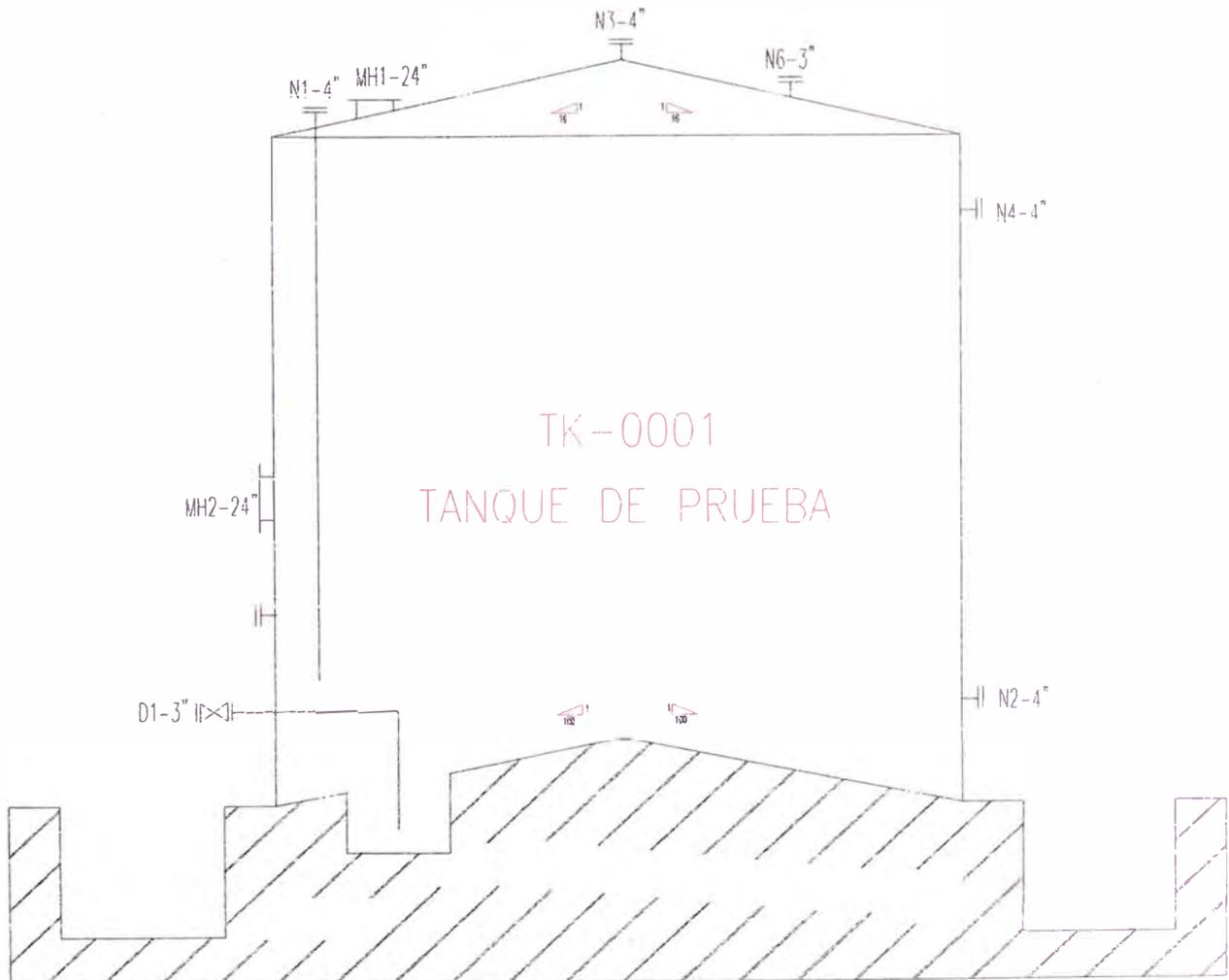
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

HOJA DE DATOS  
TANQUE DE PRUEBA

Fecha:  
03/03/2013  
Número de página:  
5 de 6

BOSQUEJO

SERVICIO: ALMACENAMIENTO DE DIESEL  
DIÁMETRO: 4.78 m  
ALTURA: 3 m  
MATERIAL : ASTM A36



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24
- 25
- 26
- 27
- 28
- 29
- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35
- 36
- 37
- 38
- 39
- 40
- 41
- 42
- 43
- 44
- 45
- 46
- 47
- 48
- 49
- 50
- 51
- 52
- 53



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

HOJA DE DATOS  
TANQUE DE PRUEBA

Fecha:  
03/03/2013  
Número de página:  
6 de 6

NOTAS	
1	
2	
3	1. La boquilla N6 es una futura conexión (reserva) con brida ciega.
4	
5	2. Conexiones para indicador de nivel tipo regleta.
6	
7	3. Venteo con válvula de presión de vacío.
8	
9	4. Se deberá proveer al tanque de conexiones para puesta a tierra (grounding lug).
10	
11	5. El tanque deberá tener una plataforma para acceso a conexiones de techo.
12	
13	
14	
15	
16	
17	
18	
19	
20	
21	
22	
23	
24	
25	
26	
27	
28	
29	
30	
31	
32	
33	
34	
35	
36	
37	
38	
39	
40	
41	
42	
43	
44	
45	
46	
47	
48	
49	
50	
51	
52	
53	



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
FACULTA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
INFORME DE SUFICIENCIA

**Fecha:**  
03/03/2013

**VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE**  
**“Coade PVelite” Versión 2013**

**SEPARADOR DE PRUEBA**

**SP - 0001/2/3/4/5/6/7/8/9**



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE  
"Coade PVelite" Versión 2013  
SEPARADOR DE PRUEBA  
SP - 0001/2/3/4/5/6/7/8/9

Fecha:  
03/03/2013  
Número de página:  
2 de 2

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24
- 25
- 26
- 27
- 28
- 29
- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35
- 36
- 37
- 38
- 39
- 40
- 41
- 42
- 43
- 44
- 45
- 46
- 47
- 48
- 49
- 50
- 51
- 52

**Hydrostatic Test Pressure Results:**

Pressure per UG99b	= 1.3 * M.A.W.P. * Sa/S	138.943	psig
Pressure per UG99b(34)	= 1.3 * Design Pres * Sa/S	130.000	psig
Pressure per UG99c	= 1.3 * M.A.P. - Head(hyd)	370.500	psig
Pressure per UG100	= 1.1 * M.A.W.P. * Sa/S	117.572	psig
Pressure per PED	= 1.43 * MAWP	152.344	psig

UG-99(b) Note 34, Test Pressure Calculation  
 = Test Factor \* Design Pressure \* Stress Ratio  
 = 1.3 \* 100.000 \* 1.000  
 = 130.000 psig

**Horizontal Test performed per: UG-99b (Note 34)**

*Please note that Nozzle, Shell Head, Flange, etc MAWPs are all considered when determining the hydrotest pressure for those test types that are based on the MAWP of the vessel.*

**Stresses on Elements due to Test Pressure:**

From To	Stress	Allowable	Ratio	Pressure
Cabezal Inferior	6294.7	26000.0	0.242	130.87
Cuerpo	6360.1	26000.0	0.245	130.87
40 50	6294.7	26000.0	0.242	130.87

Elements Suitable for Internal Pressure

PV Elite is a trademark of Intergraph CADWorx & Analysis Solutions, Inc. 2013



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

Fecha:  
03/03/2013

**VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE  
"Coade PVelite" Versión 2013  
VOLUMETER DE PRUEBA  
VP - 0001/2/3/4/5/6/7/8/9**



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
 INFORME DE SUFICIENCIA

VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE  
 "Code PVelite" Versión 2013  
 VOLUMETER DE PRUEBA  
 VP - 0001/2/3/4/5/6/7/8/9

Fecha:  
 03/03/2013  
 Número de página:  
 2 de 2

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24
- 25
- 26
- 27
- 28
- 28
- 29
- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35
- 36
- 37
- 38
- 39
- 40
- 41
- 42
- 43
- 44
- 45
- 46
- 47
- 48
- 49
- 50
- 51
- 52

GENERAL

**Entrada general**

- Datos de elemento
  - Descripción de elemento: Falda
  - Nodo Desde: 10
  - Nodo Hasta: 20
  - Tipo de elemento: Skirt
  - Base de diámetro: 10
  - Plano interno in.: 20
  - Longitud de falda ft.: 3.2
  - Grosor de escabezo, in.: 0.25
  - Grosor nominal, in.: 0.25
  - Tolerancia de corrosión interna: 0.125
  - Tolerancia de corrosión externa: 0
  - Multiplicador de diámetro de vie: 1.2
  - Nombre del material: SA-516 70
  - Eficiencia de costura longitudinal: 0.9
  - Eficiencia de costura circular: 0.9
  - Presión interna, psia: 0
  - Temp. para presión interna, F: 65
  - Presión externa, psia: 0
  - Temp. para presión externa, F: 65
- Datos adicionales de elemento
  - Modulos de falda en base de: 0

**Lista de informes**

- Warnings and Errors :
- Input Echo :
- XY Coordinate Calculations :
- Internal Pressure Calculations :
- External Pressure Calculations :
- Element and Detail Weights :
- Nozzle Flange MAWP :
- Natural Frequency Calculation :
- Wind Load Calculation :
- Earthquake Load Calculation :
- Wind/Earthquake Shear, Bending :
- Wind Deflection :
- Longitudinal Stress Constants :
- Longitudinal Allowable Stresses :
- Longitudinal Stresses Due to . . .
- Stress due to Combined Loads :
- Center of Gravity Calculation :
- Nozzle Calcs. : B4-Drenaje
- Nozzle Calcs. : B3-Transmisor
- Nozzle Calcs. : B4-Transmisor
- Nozzle Calcs. : B7-Equaliza
- Nozzle Schedule :
- Nozzle Summary :
- MDMT Summary :
- Vessel Design Summary :

**Hydrostatic Test Pressure Results:**

Pressure per UG99b	= 1.3 * M.A.W.P. + Sa/S	168.183	psig
Pressure per UG99b (34)	= 1.3 * Design Pres + Ga/S	130.000	psig
Pressure per UG99c	= 1.3 * M.A.P. - Head (Hyd)	370.500	psig
Pressure per UG100	= 1.1 * M.A.W.P. + Sa/S	142.309	psig
Pressure per PED	= 1.43 * MAWP	185.001	psig

UG-99(b) Note 34, Test Pressure Calculation:  
 = Test Factor \* Design Pressure \* Stress Ratio  
 = 1.3 \* 100.000 \* 1.000  
 = 130.000 psig

**Horizontal Test performed per: UG-99b (Note 34)**

Please note that Nozzle, Shell, Head, Flange, etc MAWPs are all considered when determining the hydrotest pressure for those test types that are based on the MAWP of the vessel!

**Stresses on Elements due to Test Pressure:**

From To	Stress	Allowable	Ratio	Pressure
Cabezal Inferior	5242.0	26000.0	0.202	130.72
Cuerpo	5307.3	26000.0	0.204	130.72
40 50	5242.0	26000.0	0.202	130.72

Elements Suitable for Internal Pressure  
 PV Elite is a trademark of Intergraph CADWorx & Analysis Solutions, Inc. 2013



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFICIENCIA

**Fecha:**  
03/03/2013

**VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE**  
**“Coade PVelite” Versión 2013**

**SEPARADOR DE TOTALES**

**ST - 0001**



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFICIENCIA

VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE  
"Coade PVelite" Versión 2013  
SEPARADOR DE TOTALES  
ST - 0001

Fecha:  
03/03/2013  
Número de página:  
2 de 2

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24
- 25
- 26
- 27
- 28
- 29
- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35
- 36
- 37
- 38
- 39
- 40
- 41
- 42
- 43
- 44
- 45
- 46
- 47
- 48
- 49
- 50
- 51
- 52

GENERAL

Entrada general

Datos de elemento	Valor
Descripción de elemento	Falda
Nodo Desde	30
Nodo Hasta	30
Tipo de elemento	Skirt
Base de diametro	33
Diametro interior, in.	55
Longitud de falda, ft.	3.380000
Grosor de acabado, in.	0.5
Grosor nominal, in.	0.25
Tolerancia de corrosión interna	0.125
Tolerancia de corrosión externa	0
Multiplicador de diametro de vez 1.2	
Nombre del material	SA-516 70
Eficiencia de costura longitudinal	1
Eficiencia de costura circunferen	0.9
Presión interna, psig	0
Temp. para presión interna, F	85
Presión externa, psig	0
Temp. para presión externa, F	85

Procesador de salida - [H:\1.0 cchacon\2.0 TITULO PROFECIONAL\03 Ingenieria\Tecnico\Trabajos en Proceso\Generales\Infor

Archivo Inicio

Resaltar

- ✓ Alternar barra de estado
- ✓ Alternar el panel de Opciones

Editar Ayuda

Lista de informes

PV Elite 2013 SP2 DEALR/EVAL COPY  
 FileName : ST-0001 Page <>  
 Internal Pressure Calculations : Step: 3 12:26p Apr 4,2013

**Hydrostatic Test Pressure Results:**

Pressure per UG99b	= 1.3 * M.A.W.P. * Sa/S	159.452 psig
Pressure per UG99b(34)	= 1.3 * Design Pres * Sa/S	130.000 psig
Pressure per UG99c	= 1.3 * M.A.P. - Head (Hyd)	370.500 psig
Pressure per UG100	= 1.1 * M.A.W.P. * Sa/S	134.921 psig
Pressure per PED	= 1.43 * MAWP	175.397 psig

UG-99(b) Note 34, Test Pressure Calculation  
 = Test Factor \* Design Pressure \* Stress Ratio  
 = 1.3 \* 100.000 \* 1.000  
 = 130.000 psig

**Horizontal Test performed per: UG-99b (Note 34)**

*Please note that Nozzle, Shell, Head, Flange, etc MAWPs are all considered when determining the hydrotest pressure for those test types that are based on the MAWP of the vessel.*

**Stresses on Elements due to Test Pressure:**

From To	Stress	Allowable	Ratio	Pressure
Cabezal Inferior	7272.4	26000.0	0.280	131.99
Cuerpo	7338.4	26000.0	0.282	131.99
40 50	7272.4	26000.0	0.280	131.99

Elements Suitable for Internal Pressure.

PV Elite is a trademark of Intergraph CADWorx & Analysis Solutions, Inc. 2013

Report Down Report Up

Lista de informes Opciones

Ready



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

**Fecha:**  
03/03/2013

**VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE**  
**“Coade PVelite” Versión 2013**

**VOLUMETER DE TOTAL**

**VT - 0001**



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFICIENCIA

VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE  
"Code PVelite" Versión 2013  
VOLUMETER DE TOTAL  
VT - 0001

Fecha:  
03/03/2013  
Número de página:  
2 de 2

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52

GENERAL

VT-00013 - PVELITE

Unidades: ENGLISH  
Código de diseño: División 1

Entrada general

Descripción de elemento	Falda
Nodo Desde	10
Nodo a Inven	20
Tipo de elemento	Skirt
Base de diametro	10
Diametro interior, in.	36
Longitud de falda, ft.	3.28
Grosor de acabado, in.	0.25
Grosor nominal, in.	0.25
Tolerancia de corrosión interna, 0.125	
Tolerancia de corrosión externa, 0	
Multiplicador de diametro de vca 1.2	
Nombre del material	SA-516 70
Eficiencia de costura longitudinal 1	
Eficiencia de costura circunferen 0.9	
Welds interna, psig	0
Temp. para presión interna, F	85
Presión externa, psig	0
Temp. para presión externa, F	85

Procesador de salida - [H:\1.0 cchacon\2.0 TITULO PROFECIONAL\03 Ingenieria\Tecnico\Trabajos en Proceso\Generales

Archivo Inicio

Resaltar:  
 Alternar barra de estado  
 Alternar el panel de Opciones

Lista de informes

Nombre del informe  
 Table of Contents  
 Cover Page  
 Title Page  
 Warnings and Errors :  
 Input Echo :  
 XY Coordinate Calculations :  
 Internal Pressure Calculations :  
 External Pressure Calculations :  
 Element and Detail Weights :  
 Nozzle Flange MAWP :  
 Natural Frequency Calculation :  
 Wind Load Calculation :  
 Earthquake Load Calculation :  
 Wind/Earthquake Shear, Bending :  
 Wind Deflection :  
 Longitudinal Stress Constants :  
 Longitudinal Allowable Stresses :  
 Longitudinal Stresses Due to . . .  
 Stress due to Combined Loads :  
 Center of Gravity Calculation :  
 Nozzle Calcs. : B1-Entra-Sal  
 Nozzle Calcs. : B3-Transmisor  
 Nozzle Calcs. : B4-Transmisor  
 Nozzle Calcs. : B7-Equaliza  
 Nozzle Schedule :

Report Down Report Up

Lista de informes Opciones

Ready

PV Elite 2013 SP2  
 FileName : VI-0001  
 Internal Pressure Calculations : Step: 3 11:26a Apr 4, 2013

DEALR/EVAL COPY  
 Page <>

**Hydrostatic Test Pressure Results:**

Pressure per UG99b	= 1.3 * M.A.W.P. * Sa/S	130.246	psig
Pressure per UG99b(34)	= 1.3 * Design Pres * Sa/S	130.000	psig
Pressure per UG99c	= 1.3 * M.A.P. - Head (Hyd)	356.825	psig
Pressure per UG100	= 1.1 * M.A.W.P. * Sa/S	110.208	psig
Pressure per PED	= 1.43 * MAWP	143.270	psig

UG-99(b) Note 34, Test Pressure Calculation  
 = Test Factor \* Design Pressure \* Stress Ratio  
 = 1.3 \* 100.000 \* 1.000  
 = 130.000 psig

**Horizontal Test performed per: UG-99b (Note 34)**

Please note that Nozzle, Shell, Head, Flange, etc MAWPs are all considered when determining the hydrotest pressure for those test types that are based on the MAWP of the vessel

**Stresses on Elements due to Test Pressure:**

From To	Stress	Allowable	Ratio	Pressure
Cabezal Inferior	9466.7	26000.0	0.364	131.30
Cuerpo	9532.4	26000.0	0.367	131.30
40 50	9466.7	26000.0	0.364	131.30

Elements Suitable for Internal Pressure

PV Elite is a trademark of Intergraph CADWorx & Analysis Solutions, Inc. 2013



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTA DE INGENIERIA MECANICA**  
**INFORME DE SUFECIENCIA**

**Fecha:**  
03/03/2013

**VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE**  
**“Coade PVelite” Versión 2013**

**SCRUBBER**

**SC - 0001**

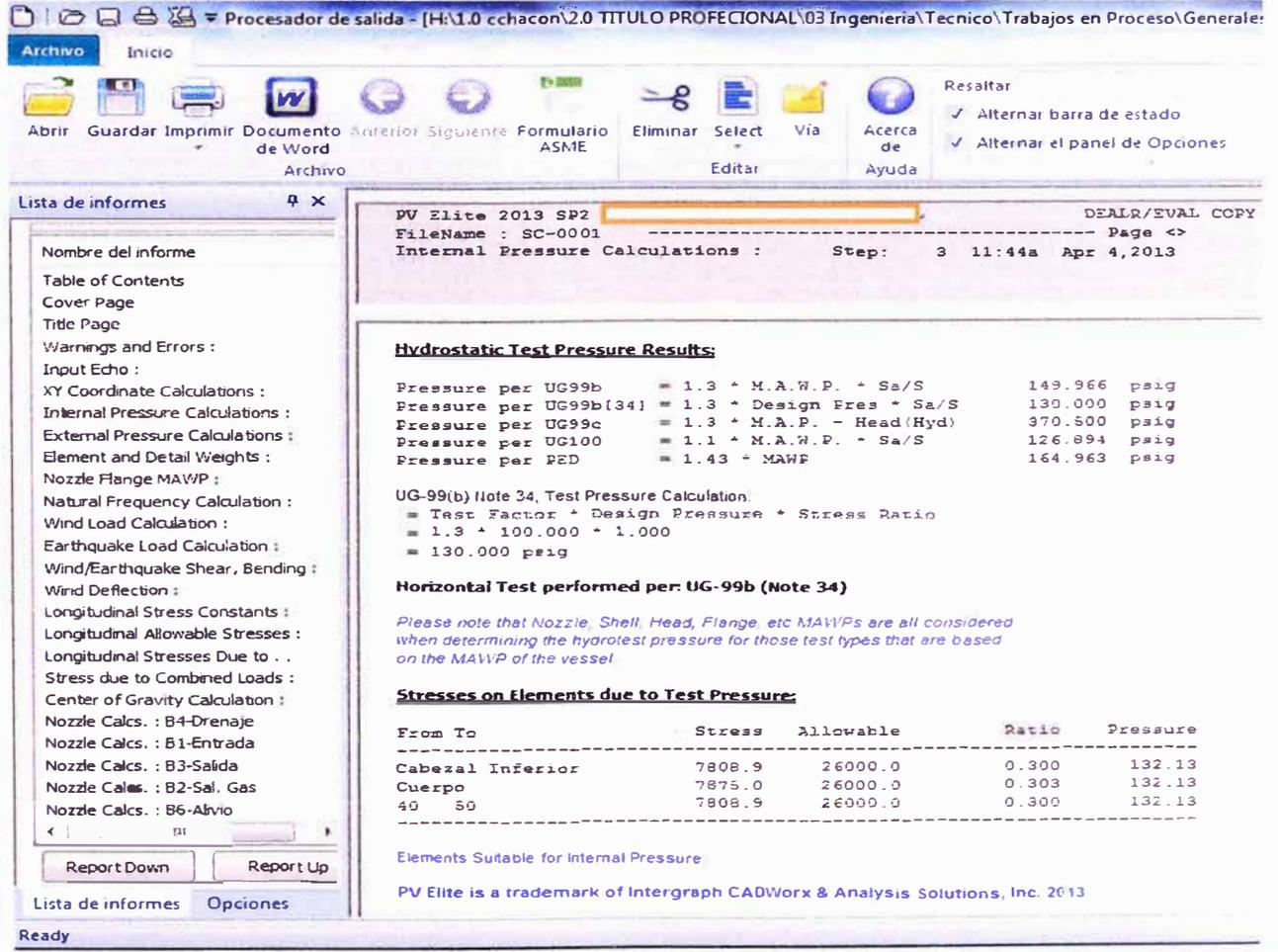
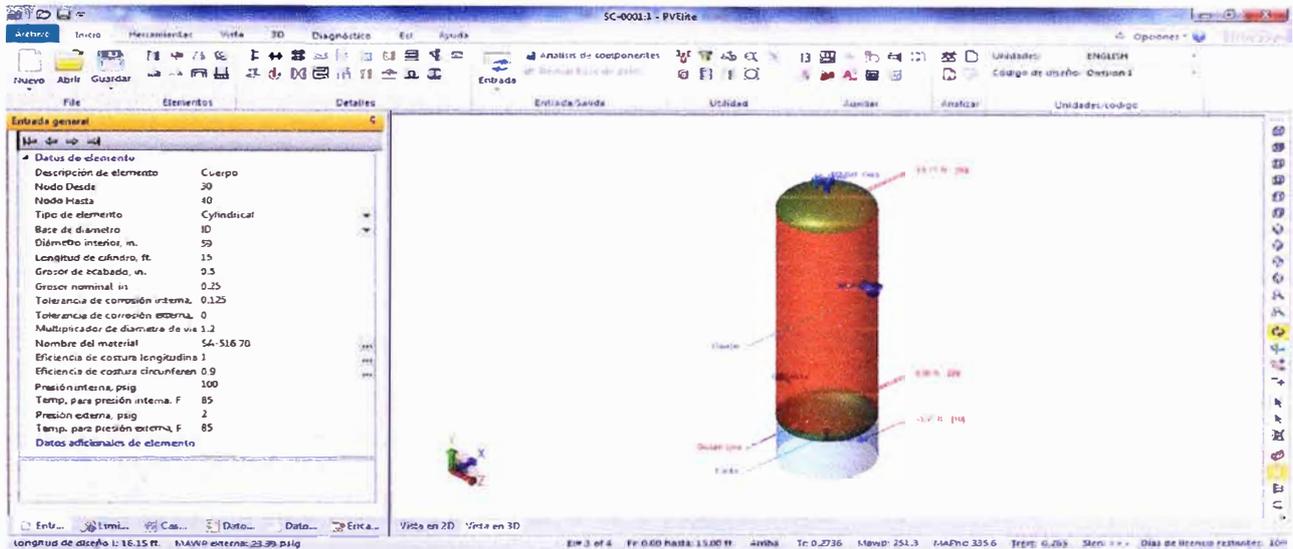


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
 INFORME DE SUFICIENCIA

VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE  
 "Coade PVelite" Versión 2013  
 SCRUBBER  
 SC - 0001

Fecha:  
 03/03/2013  
 Número de página:  
 2 de 2

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24
- 25
- 26
- 27
- 28
- 29
- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35
- 36
- 37
- 38
- 39
- 40
- 41
- 42
- 43
- 44
- 45
- 46
- 47
- 48
- 49
- 50
- 51
- 52





**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTA DE INGENIERIA MECANICA  
INFORME DE SUFECIENCIA

**Fecha:**  
03/03/2013

**VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE**  
**“Coade Tank” Versión 2012**

**TANQUE DE PRUEBAS**

**TKS - 0002**



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
INFORME DE SUFICIENCIA

VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE  
"Coade Tank" Versión 2012  
TANQUE DE PRUEBAS  
TKS - 0002

Fecha:  
03/03/2013  
Número de página:  
1 de 6

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24
- 25
- 26
- 27
- 28
- 29
- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35
- 36
- 37
- 38
- 39
- 40
- 41
- 42
- 43
- 44
- 45
- 46
- 47
- 48
- 49
- 50
- 51
- 52
- 53

GENERAL



Tank Data	Shell Courses	Wind Details	Anchor Bolt and Gusset Details
API Design Code :	650	Default Shell Course Material :	A-36
Design Method :	Appendix A	Number of Shell Courses :	4.0000
Run Objective :	Analyze	Insulation Thickness :	in.
Design Temperature :	85.0000 F	Insulation Density :	lb./cu.in.
Design Pressure at Top :	2.0000 lb./sq.in.	Include Annular Base Plate Details :	<input checked="" type="checkbox"/>
Tank Nominal Diameter [D] :	28.2152 ft.	Include Wind Moment in Appendix F.4.2 Calculations :	<input checked="" type="checkbox"/>
Tank Shell Height [HTK] :	19.6850 ft.	API-653 Minimum Thickness Preference	
Design Liquid Level [H] :	19.0000 ft.	<input type="radio"/> Entire shell course evaluation (4.3.3.1.a)	
Liquid Specific Gravity [G] :	0.8550	<input type="radio"/> Local area of shell only (4.3.3.1.b)	
Weight of Attachments/Structures :	60000.0000 lb.		
Distance Down to Top Wind Girder :	ft.		
Joint Efficiency (App A or 653) [E] :	0.8500		
Wind Velocity :	59.2373 ft./sec.		
Pressure Ratio [Fp] :	0.4000		

For Help, press F1



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
INFORME DE SUFICIENCIA

Fecha:  
03/03/2013

**VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE**  
**“Coade Tank” Versión 2012**

**TANQUE DE TOTALES**

**TKS - 0001**

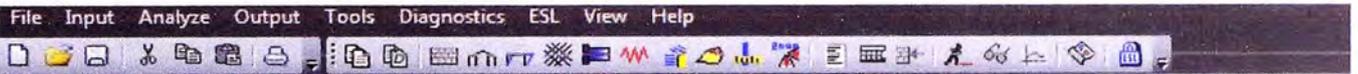


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
 FACULTA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
 INFORME DE SUFICIENCIA

VERIFICACIÓN CON EL SOFTWARE  
 "Coade Tank" Versión 2012  
 TANQUE DE TOTALES  
 TKS - 0001

Fecha:  
 03/03/2013  
 Número de página:  
 1 de 6

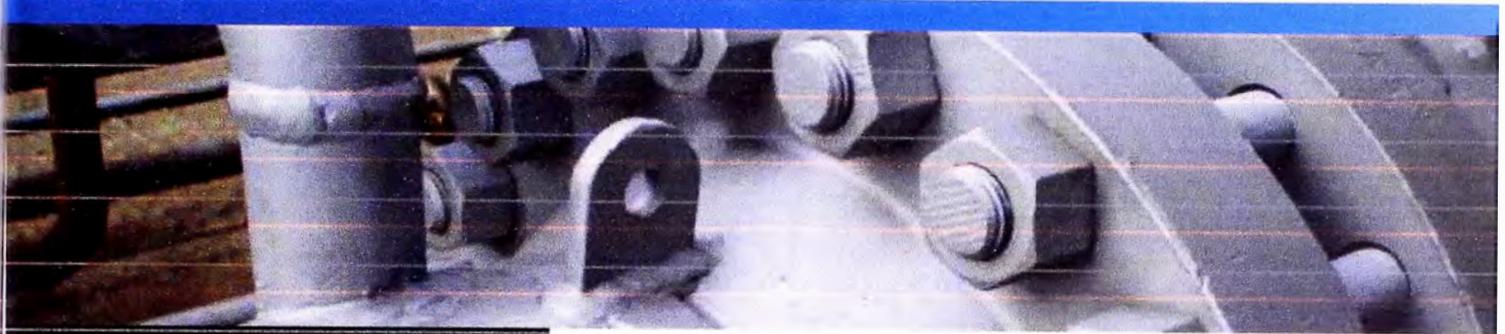
GENERAL



Tank Data	Shell Courses	Wind Details	Anchor Bolt and Gusset Details
API Design Code :	650	Default Shell Course Material :	A-36
Design Method :	Appendix A	Number of Shell Courses :	4.0000
Run Objective :	Analyze	Insulation Thickness :	in.
Design Temperature :	85.0000 F	Insulation Density :	lb./cu.in.
Design Pressure at Top :	2.0000 lb./sq.in.	Include Annular Base Plate Details :	<input checked="" type="checkbox"/>
Tank Nominal Diameter [D] :	28.2152 ft.	Include Wind Moment in Appendix F.4.2 Calculations :	<input checked="" type="checkbox"/>
Tank Shell Height [HTK] :	19.6850 ft.	API-653 Minimum Thickness Preference	
Design Liquid Level [H] :	19.0000 ft.	<input type="radio"/> Entire shell course evaluation (4.3.3.1.a)	
Liquid Specific Gravity [G] :	0.8550	<input type="radio"/> Local area of shell only (4.3.3.1.b)	
Weight of Attachments/Structures :	60000.0000 lb.		
Distance Down to Top Wind Girder :	ft.		
Joint Efficiency (App A or 653) [E] :	0.8500		
Wind Velocity :	59.2373 ft./sec.		
Pressure Ratio [Fp] :	0.4000		

For Help, press F1

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24
- 25
- 26
- 27
- 28
- 29
- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35
- 36
- 37
- 38
- 39
- 40
- 41
- 42
- 43
- 44
- 45
- 46
- 47
- 48
- 49
- 50
- 51
- 52
- 53



**BENEFITS:**

- Vessel Design and Analysis
- Exchanger Design and Analysis
- Tubesheet Design and Analysis
- Rectangular and Non-Circular Vessel Analysis
- Individual Component Analysis
- Cutting-edge Graphics
- Design Tools and Wizards
- Comprehensive Error Checking
- Saddle, Leg, and Skirt Design
- Analysis for Horizontal Shipping of Vertical Vessels
- User-definable Reports
- Wind Analysis
- Seismic Analysis
- International Vessel Codes
- Extensive Material Databases
- Steel Databases and Modeling
- Links to Intergraph CADWorx<sup>®</sup> Plant Professional
- Links to Intergraph PV Fabricator<sup>™</sup>

**PV ELITE<sup>®</sup>**

**Intergraph<sup>®</sup> PV Elite<sup>®</sup> is a complete solution for vessel and heat exchanger design, analysis, and evaluation. Users of PV Elite have designed equipment for the most extreme uses and have done so quickly, accurately, and profitably.**

**DATA COLLECTION**

PV Elite makes defining pressure boundary conditions for vessels and exchangers easy, even for load sets that require significant data input. PV Elite streamlines data entry by breaking the input down into sensible subsets. Help on any input item is only a keystroke away.

**GRAPHICS**

PV Elite's graphical representation of analysis models helps ensure confidence in the input and results. With PV Elite, you can view and manipulate analysis models with complete ease.

**ANALYSIS OPTIONS**

PV Elite performs calculations in accordance with ASME Section VIII Divisions 1 & 2, PD 5500, and EN 13445. Rules from API 579 (Fitness for Service) are also included for evaluating the current state and remaining life of existing vessels.

**OUTPUT AND REPORTS**

To simplify inspection requirements, PV Elite lists the most important equations, such as required thickness and maximum allowable working pressure (MAWP), and also groups results by type (e.g., internal pressure, external pressure, bending stress, nozzles, and flanges). It summarizes overall results where it identifies the element or detail controlling the overall vessel MAWP.

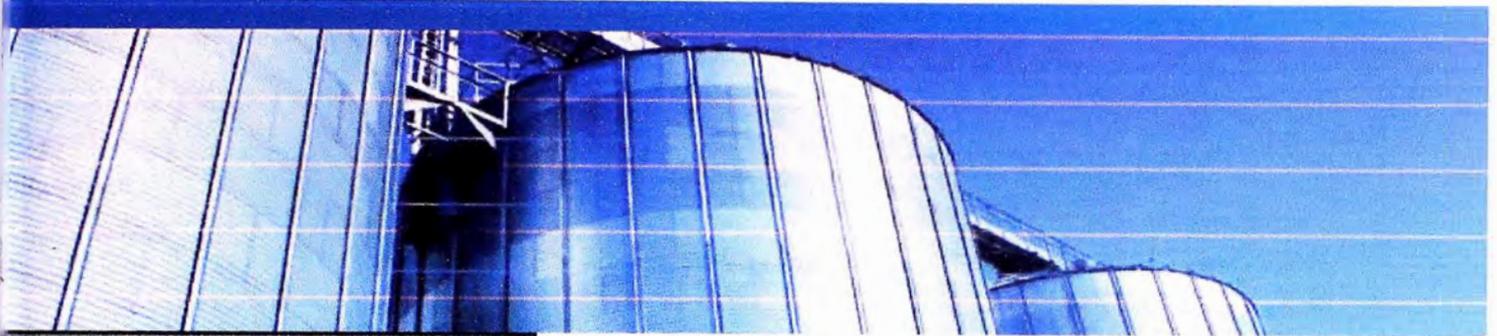
**MATERIALS AND CODES**

PV Elite is a global package with international code rules plus extensive region-specific content. Vessel material definitions, piping and steel component data, local wind loads, and local seismic loads of many regional markets are all included.

**INTERFACES**

PV Elite interfaces with other popular software packages for finite element analysis, foundation design, and drafting. PV Elite also shares a bi-directional link to Intergraph CADWorx<sup>®</sup> Plant Professional module and PV Fabricator<sup>™</sup>.





## BENEFITS:

- Steel Oil Storage Tank Design
- Analysis Output and Reports
- Complete Unit Flexibility
- API Standards 650 and 653
- API 2002-4.3 for Venting
- Allowable Fluid Heights
- Nozzle Loads and Flexibilities
- Carbon and Stainless Steel
- Extensive Material Databases
- Wind Loads and Anchorage
- Seismic and Support Settlement Loads
- Shell Course Thicknesses
- Supported Cone Roofs
- Cone, Dome, and Umbrella Roof Thicknesses

## TANK™

Intergraph® TANK™ is a comprehensive, easy-to-use software package for the design, analysis, and evaluation of oil storage tanks. It provides you with quick and accurate designs for new tanks and evaluation of existing tanks.

### DATA COLLECTION

The menu-driven interface of TANK allows for the quick definition of input and functions for the accurate analysis of oil storage tanks to American Petroleum Institute (API) standards.

Increased flexibility is provided by allowing you to select any unit combination for analyses or to produce reports. In addition, unit files are completely user-definable, so engineers are not bound by program default settings. Even existing jobs can be converted to any existing unit format.

### USER INTERFACE

The user interface in TANK presents only what is needed at each point of information gathering. Therefore, you are not burdened with "out-of-sequence" requirements for information required for analysis. You are asked for what is needed, when it is needed.

### ANALYSIS OPTIONS AND CODES

TANK performs calculations in accordance with the latest API Standards 650 and 653. Analysis can also take into account wind, seismic, and settlement conditions, plus calculate air venting requirements to API 2000 Section 4.3.

### OUTPUT AND REPORTS

After completing an analysis, you can view the results in a tabular report or as a graphic diagram with associated data. For convenience in verifying the results, the output reports reference code sections used where applicable.

### MATERIAL DATABASES

TANK has many databases integral to the package, which make it easy to select standard data for accurate analysis. A number of U.S. and international structural steel databases are provided. API materials are available.

### QUICK, CONTEXT-SENSITIVE HELP

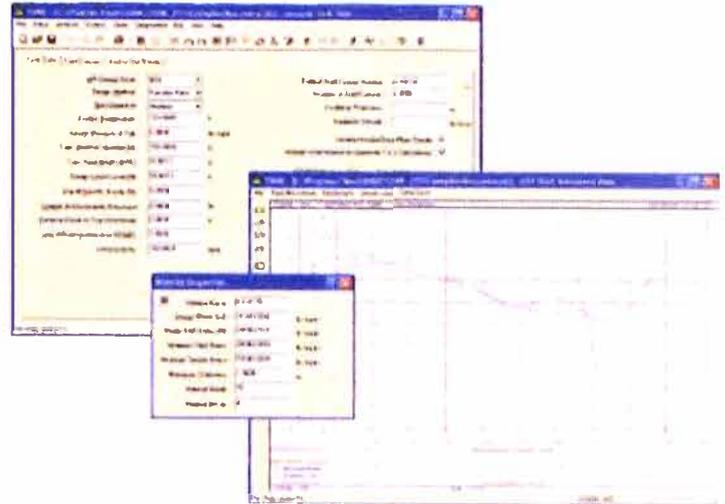
TANK's context-sensitive help provides instant technical assistance at the point of input. Pertinent information is presented relative to each selected item, including code references and technical advice. Built-in search makes for rapid navigation.

## TECHNICAL SPECIFICATIONS

- AutoCAD<sup>®</sup>-compatible
- Microsoft<sup>®</sup> Windows<sup>®</sup>-compatible

## APPLICATION AREAS

- Chemical
- Equipment
- Petrochemical
- Piping
- Power
- Process and Plant Design
- Water Treatment



TANK's intuitive interface employs user-defined materials and units and produces clear and accurate analysis reports.

## ABOUT INTERGRAPH

Intergraph is the leading global provider of engineering and geospatial software that enables customers to visualize complex data. Businesses and governments in more than 60 countries rely on Intergraph's industry-specific software to organize vast amounts of data to make processes and infrastructure better, safer and smarter. The company's software and services empower customers to build and operate more efficient plants and ships, create intelligent maps, and protect critical infrastructure and millions of people around the world.

Intergraph operates through two divisions: Process, Power & Marine (PP&M) and Security, Government & Infrastructure (SG&I). Intergraph PP&M provides enterprise engineering software for the design, construction, operation and data management of plants, ships and offshore facilities. Intergraph SG&I provides geospatially powered solutions,

including ERDAS technologies, to the public safety and security, defense and intelligence, government, transportation, photogrammetry, and utilities and communications industries. Intergraph Government Solutions (IGS) is a wholly owned subsidiary of Intergraph Corporation responsible for the SG&I U.S. federal business.

Intergraph is part of Hexagon (Nordic exchange: HEXA B; [www.hexagon.com](http://www.hexagon.com)), a leading global provider of design, measurement, and visualization technologies that enable customers to design, measure and position objects, and process and present data.

For more information, visit [www.intergraph.com](http://www.intergraph.com).

**INTERGRAPH**



SP-0001/2/3/4/  
SP-0005/6/7/8/9  
SEPARADOR DE CONTROL

DIÁMETRO (INTERIOR): 24"  
LONG: 9'-1" COSTURA/COSTURA  
TEMP. OPER: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

VM-0001/2/3/4/5  
VM-0006/7/8/9  
VOLUMETER DE CONTROL

DIÁMETRO (INTERIOR): 20"  
LONG.: 3'-10" COSTURA/COSTURA  
TEMP. OPER.: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

ST-0001  
SEPARADOR DE TOTALES

DIÁMETRO (INTERIOR): 55"  
LONG: 9'-10" COSTURA/COSTURA  
TEMP. OPER: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

VT-0001  
VOLUMETER TOTALES

DIÁMETRO (INTERIOR): 36"  
LONG: 4'-4" COSTURA/COSTURA  
TEMP. OPER: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

TKS-0001  
TANQUE DE TOTALES

DIÁMETRO: 8.6 metros  
ALTURA: 6.0 metros  
TEMP. OPER: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: ATMOSFERICA  
CAPACIDAD: 2100 BLS

TKS-0002  
TANQUE DE CONTROL

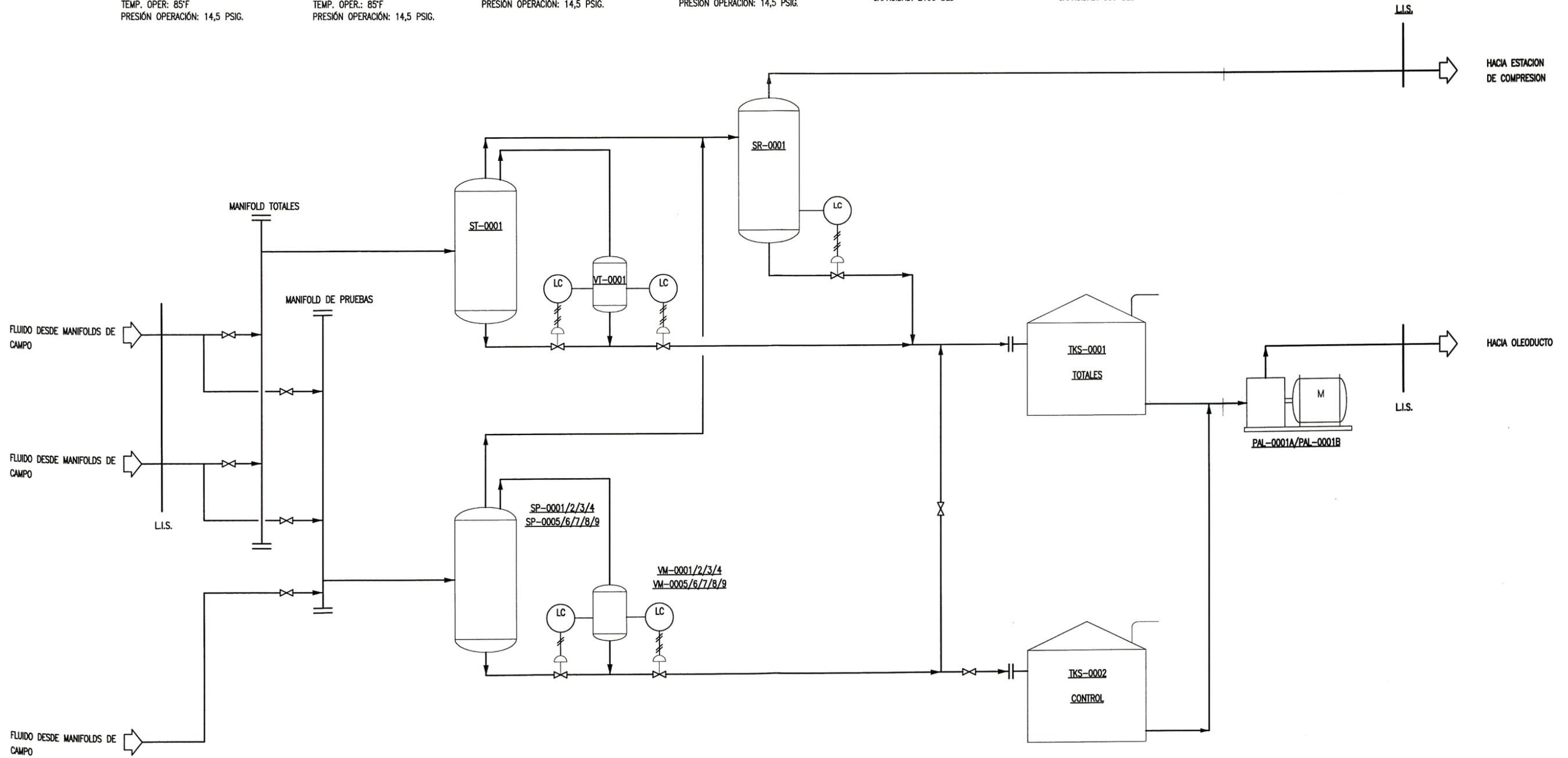
DIÁMETRO: 4.78 metros  
ALTURA: 3.0 metros  
TEMP. OPER: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: ATMOSFERICA  
CAPACIDAD: 330 BLS

SR-0001  
SCRUBBER DE GAS

DIÁMETRO (INTERNO): 59"  
LONG: 15' COSTURA/COSTURA  
TEMP. OPER: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

PAL-0001A/B  
BOMBA DE TRANSFERENCIA  
TIPO RECIPROCANTE

P. DISEÑO: 1040 PSIG  
CAPACIDAD: 3745 BPD  
HP. MOTOR: 50 HP

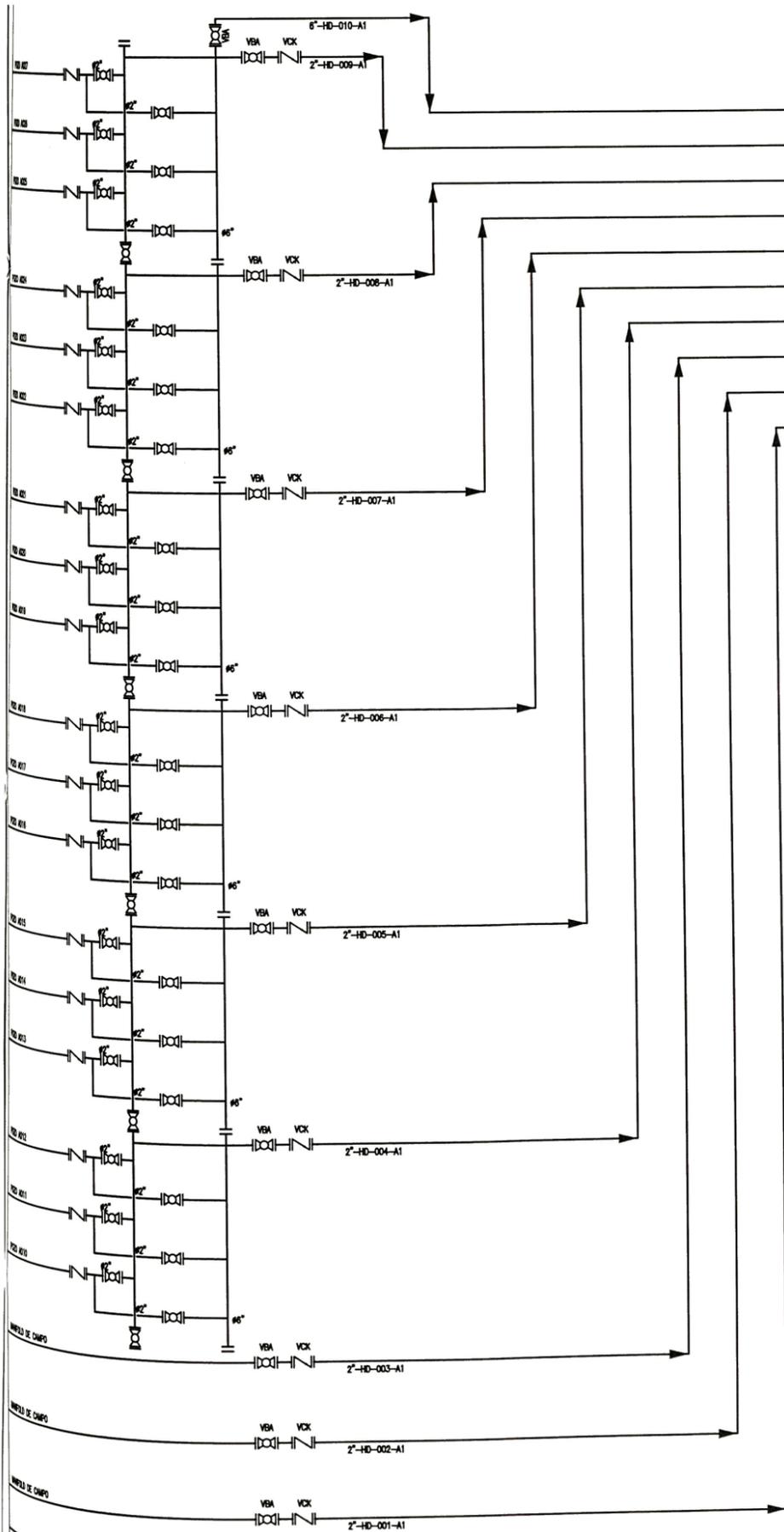


NOTAS.

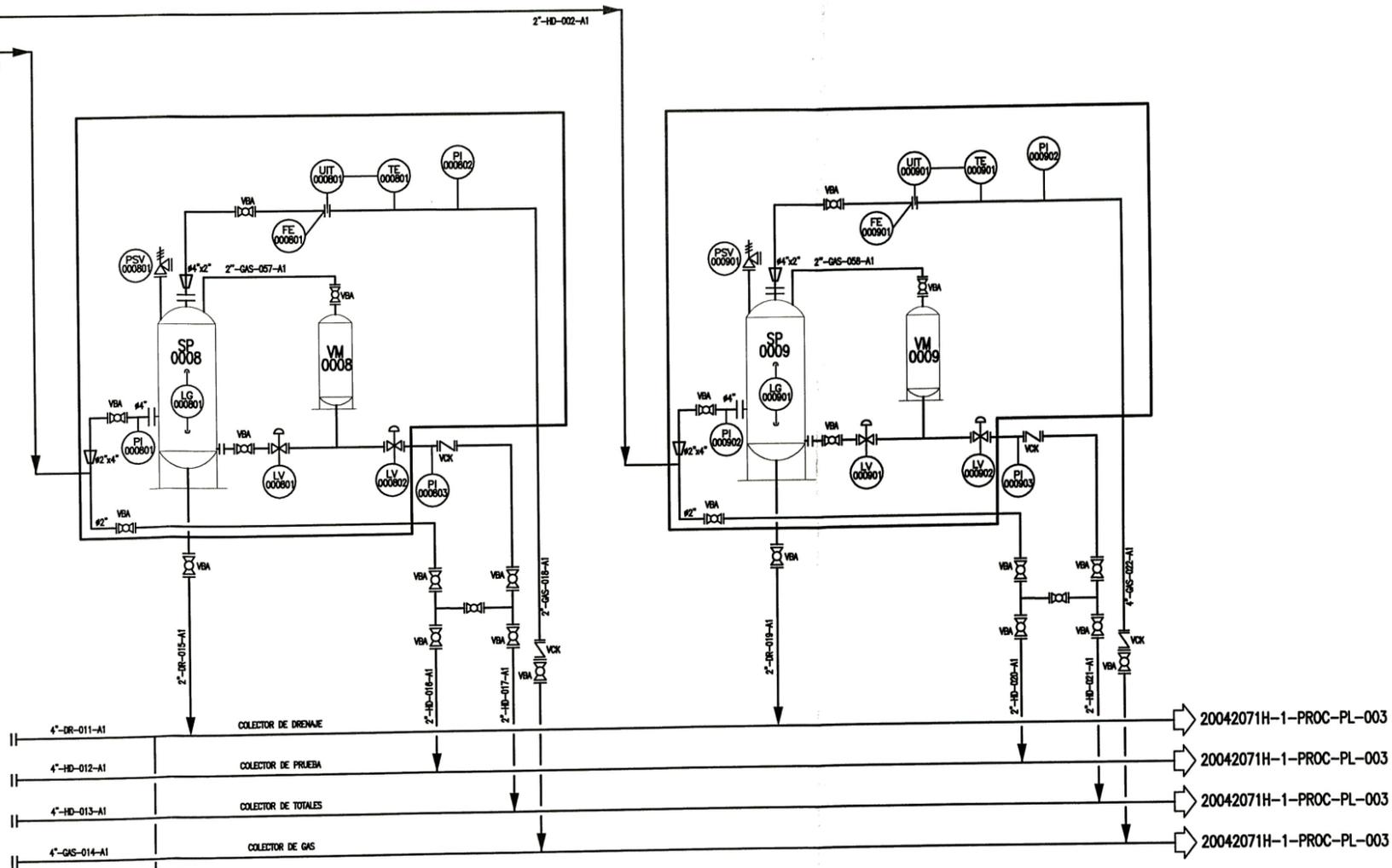
1.- LS : LIMITE DE LA INSTALACION SUPERFICIAL.

REV.	FECHA	DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
0	03/MAR/13	EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH. C.CH.	C.CH. C.CH.		

APROBADO 03/MAR/2013		<p><b>Universidad Nacional de Ingenieria</b> LIMA - PERU CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA</p>	PLANO	
INSERTADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		DIAGRAMA FLUJO DE PROCESO	
DIBUJADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		ESCALA S/E	
REVISADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		NUMERO DE PLANO 20042071H-1-PROC-PL-001	
APROBADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		REV. 0	



- 6'-HD-010-A1 → 20042071H-1-PROC-PL-003
- 2'-HD-009-A1 → 20042071H-1-PROC-PL-003
- 2'-HD-008-A1 → 20042071H-1-PROC-PL-003
- 2'-HD-007-A1 → 20042071H-1-PROC-PL-003
- 2'-HD-006-A1 → 20042071H-1-PROC-PL-003
- 2'-HD-005-A1 → 20042071H-1-PROC-PL-003
- 2'-HD-004-A1 → 20042071H-1-PROC-PL-003
- 2'-HD-003-A1 → 20042071H-1-PROC-PL-003



- 20042071H-1-PROC-PL-003
- 20042071H-1-PROC-PL-003
- 20042071H-1-PROC-PL-003
- 20042071H-1-PROC-PL-003

SP-0001/2/3/4/  
 SP-0005/6/7/8/9  
 SEPARADOR DE CONTROL

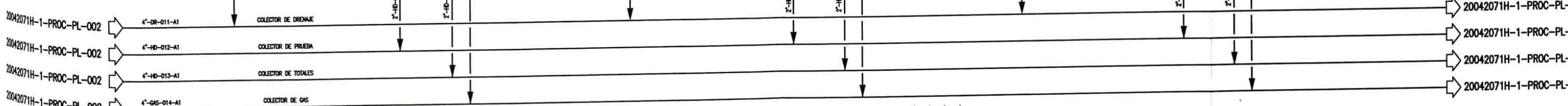
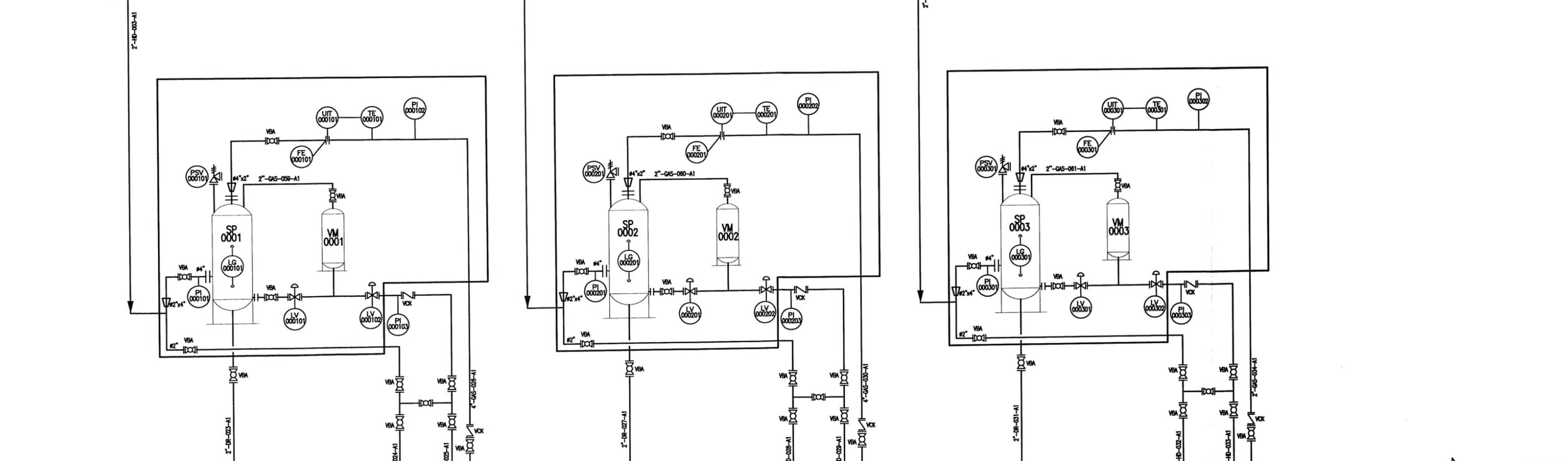
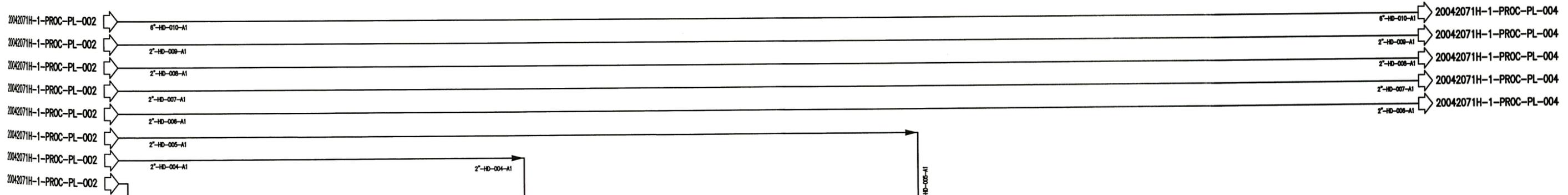
DIÁMETRO (INTERIOR): 24"  
 LONG.: 9'-1" COSTURA/COSTURA  
 TEMP. OPER: 85°F  
 PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

VM-0001/2/3/4/5  
 VM-0006/7/8/9  
 VOLUMETER DE CONTROL

DIÁMETRO(INTERIOR): 20"  
 LONG.: 3'-10" COSTURA/COSTURA  
 TEMP. OPER.: 85°F  
 PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

REV.	FECHA	DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
01		EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH. C.CH.	C.CH.		

APROBADO 03/MAR/2013		<p><b>Universidad Nacional de Ingeniería</b> LIMA - PERU</p> <p>CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA</p>	
DISEÑADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		
DIBUJADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		
REVISADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		
APROBADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		
PLANO		DIAGRAMA DE TUBERÍAS 1 DE 5	
ESCALA S/E	NUMERO DE PLANO 20042071H-1-PROC-PL-002	REV. 0	



SP-0001/2/3/4/  
SP-0005/6/7/8/9  
SEPARADOR DE CONTROL

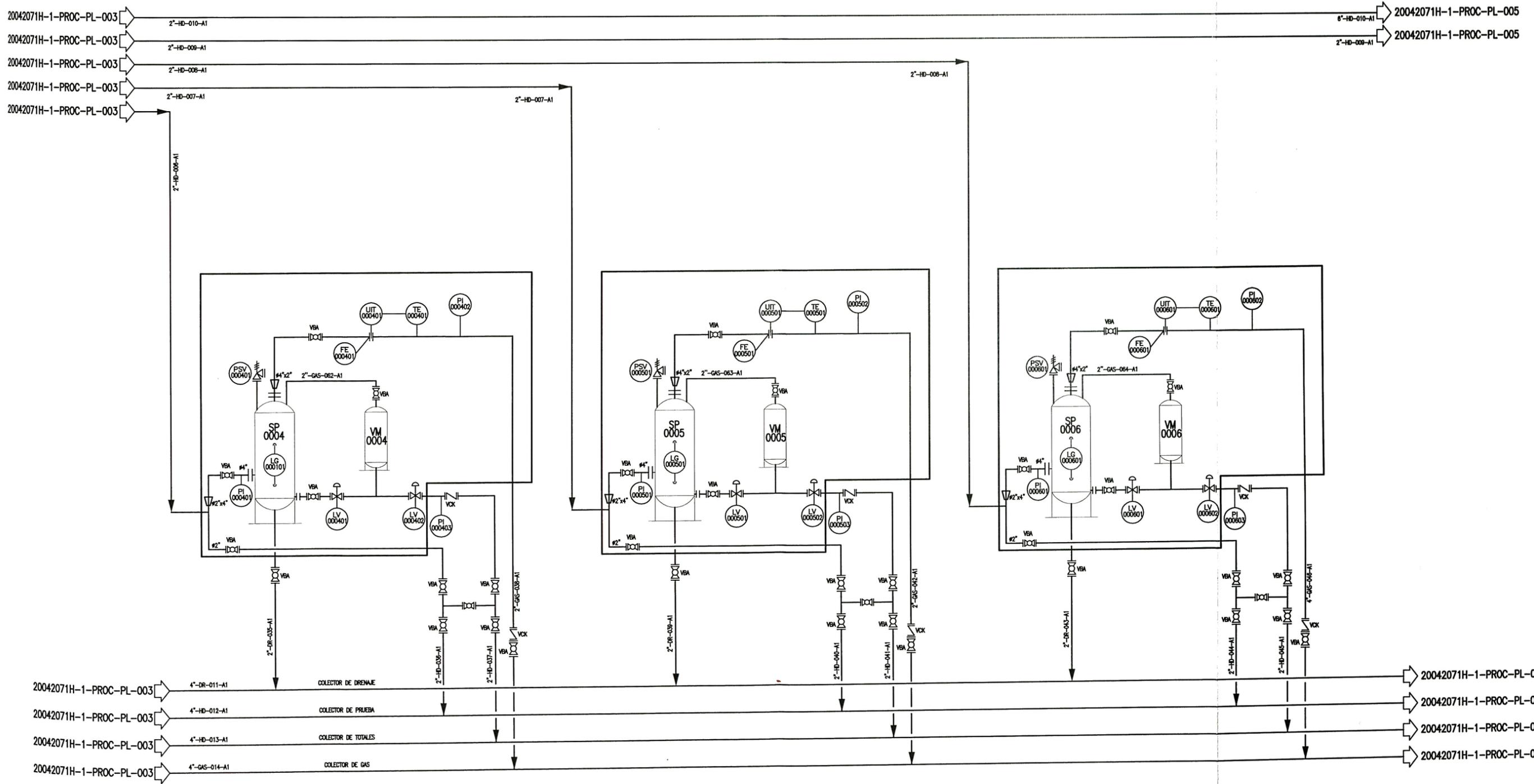
DIÁMETRO (INTERIOR): 24"  
LONG.: 9'-1" COSTURA/COSTURA  
TEMP. OPER: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

VM-0001/2/3/4/5  
VM-0006/7/8/9  
VOLUMETER DE CONTROL

DIÁMETRO (INTERIOR): 20"  
LONG.: 3'-10" COSTURA/COSTURA  
TEMP. OPER.: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

REV.	FECHA	DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
1	03/MAR/13	EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH.	C.CH.		

APROBADO 03/MAR/2013			
DISEÑADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	LIMA - PERU CALCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA	
DIBUJADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	PLANO DIAGRAMA DE TUBERÍAS 2 DE 5	
REVISADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	ESCALA S/E	
APROBADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	NUMERO DE PLANO 20042071H-1-PROC-PL-003	REV. 0



SP-0001/2/3/4/  
 SP-0005/6/7/8/9  
 SEPARADOR DE CONTROL

DIÁMETRO (INTERIOR): 24"  
 LONG.: 9'-1" COSTURA/COSTURA  
 TEMP. OPER: 85°F  
 PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

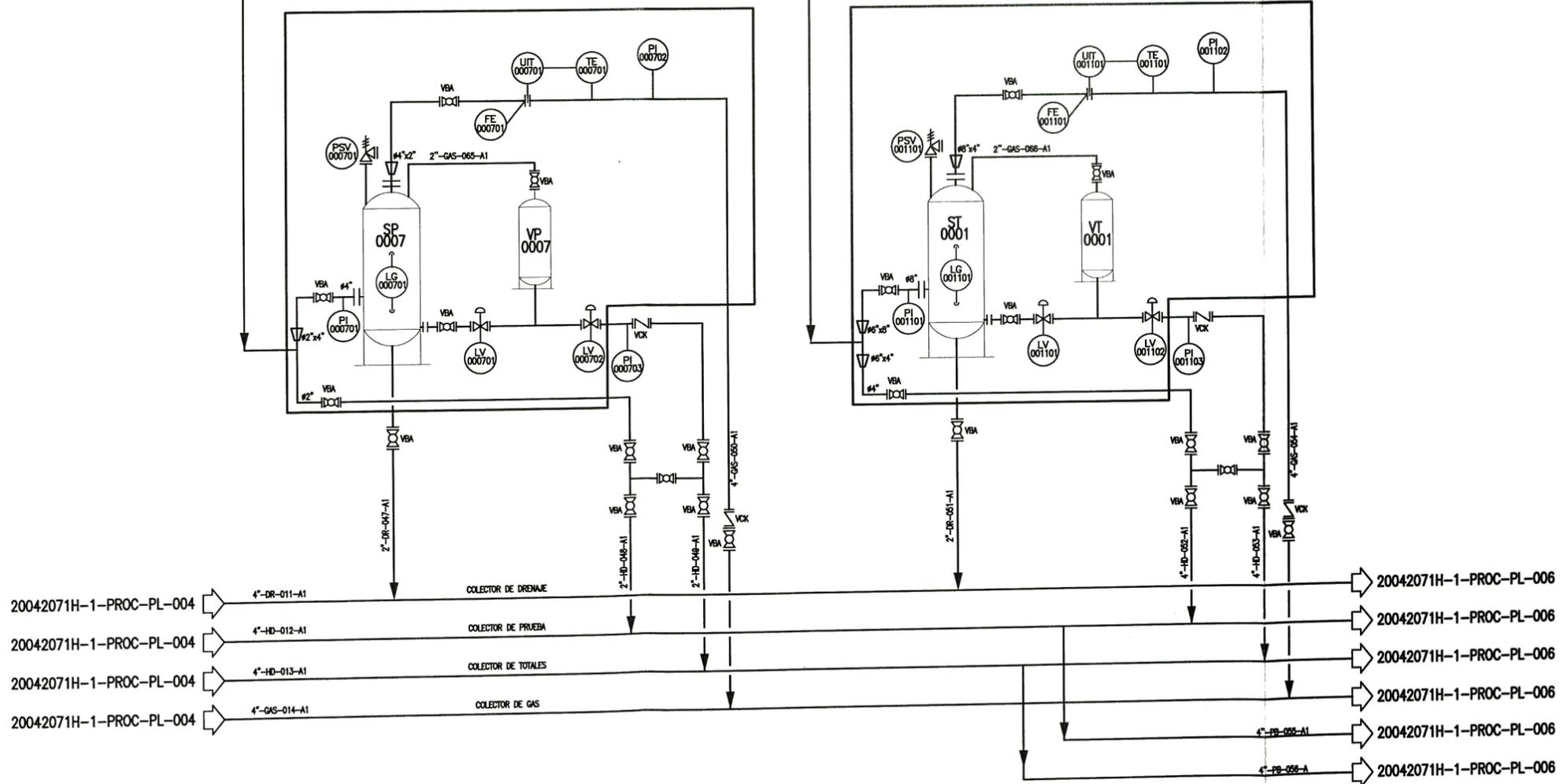
VM-0001/2/3/4/5  
 VM-0006/7/8/9  
 VOLUMETER DE CONTROL

DIÁMETRO (INTERIOR): 20"  
 LONG.: 3'-10" COSTURA/COSTURA  
 TEMP. OPER.: 85°F  
 PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

REV.	FECHA	DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
0	03/MAR/2013	EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH. C.CH.	C.CH. C.CH.		

APROBADO 03/MAR/2013 DISEÑADO POR: <b>C. CHACON</b>		FECHA: 03/03/13	<p><b>Universidad Nacional de Ingeniería</b>          LIMA - PERU          CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA</p>
DIBUJADO POR: <b>C. CHACON</b>		FECHA: 03/03/13	
REVISADO POR: <b>C. CHACON</b>		FECHA: 03/03/13	
APROBADO POR: <b>C. CHACON</b>		FECHA: 03/03/13	
ESCALA S/E			NUMERO DE PLANO <b>20042071H-1-PROC-PL-004</b>

20042071H-1-PROC-PL-004  
 6"-HD-010-A1  
 20042071H-1-PROC-PL-004  
 2"-HD-009-A1



SP-0001/2/3/4/  
 SP-0005/6/7/8/9  
 SEPARADOR DE CONTROL

DIÁMETRO (INTERIOR): 24"  
 LONG.: 9'-1" COSTURA/COSTURA  
 TEMP. OPER: 85°F  
 PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

VM-0001/2/3/4/5  
 VM-0006/7/8/9  
 VOLUMETER DE CONTROL

DIÁMETRO (INTERIOR): 20"  
 LONG.: 3'-10" COSTURA/COSTURA  
 TEMP. OPER.: 85°F  
 PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

ST-0001  
 SEPARADOR DE TOTALES

DIÁMETRO (INTERIOR): 55"  
 LONG.: 9'-10" COSTURA/COSTURA  
 TEMP. OPER: 85°F  
 PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

VT-0001  
 VOLUMETER TOTALES

DIÁMETRO (INTERIOR): 36"  
 LONG.: 4'-4" COSTURA/COSTURA  
 TEMP. OPER: 85°F  
 PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
ENTRADA PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH. C.CH.	C.CH.		

APROBADO 03/MAR/2013		 <b>Universidad Nacional de Ingeniería</b> LIMA - PERU CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA.
DISEÑADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	
DIBUJADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	
REVISADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	
APROBADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	
ESCALA S/E		PLANO DIAGRAMA DE TUBERIAS 4 DE 5 NUMERO DE PLANO <b>20042071H-1-PROC-PL-005</b> REV. 0

TKS-0001  
TANQUE DE TOTALES

DIÁMETRO: 8.6 metros  
ALTURA: 6.0 metros  
TEMP. OPER: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: ATMOSFERICA  
CAPACIDAD: 2100 BLS

TKS-0002  
TANQUE DE CONTROL

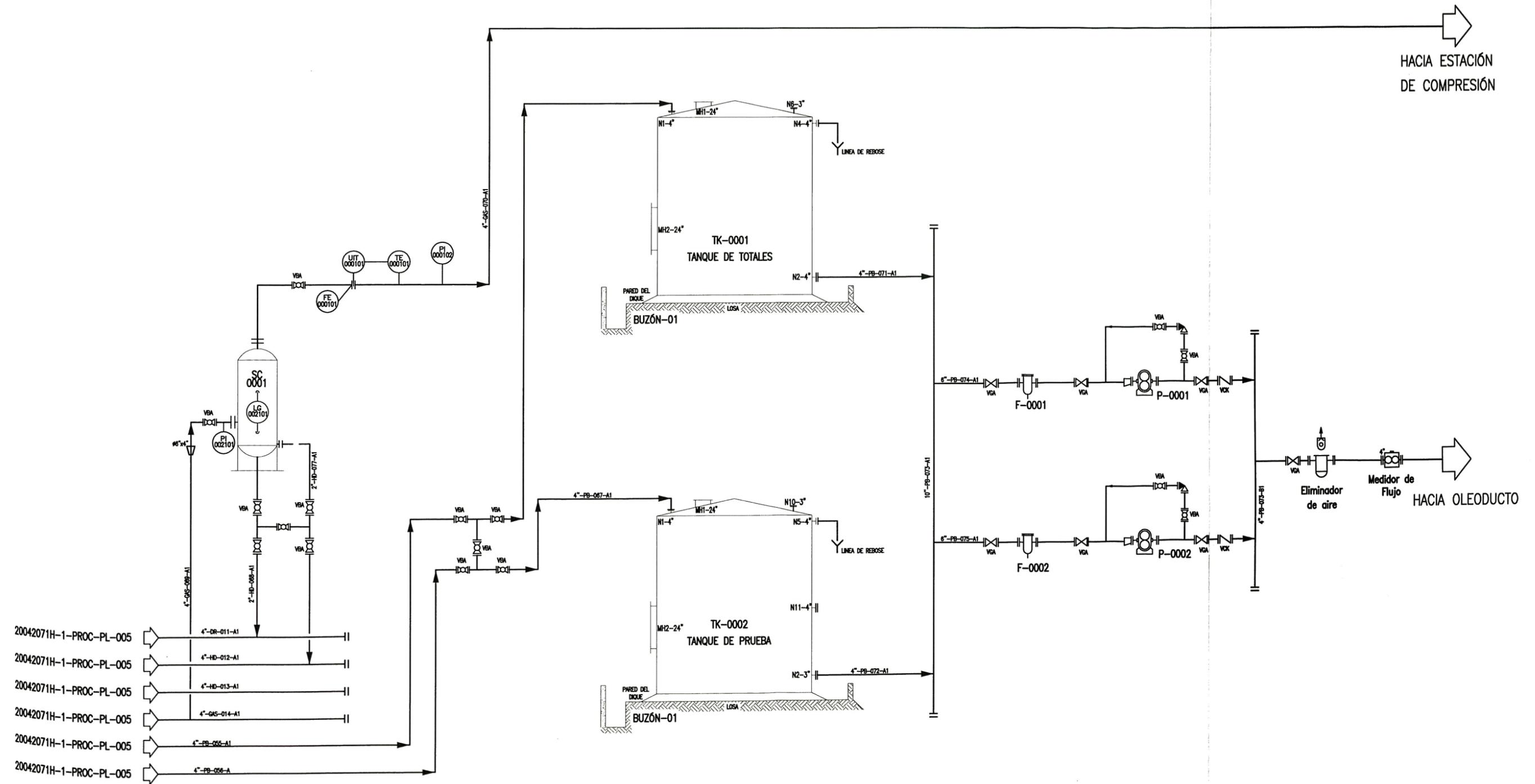
DIÁMETRO: 4.78 metros  
ALTURA: 3.0 metros  
TEMP. OPER: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: ATMOSFERICA  
CAPACIDAD: 330 BLS

SR-0001  
SCRUBBER DE GAS

DIÁMETRO (INTERNO): 59"  
LONG: 15' COSTURA/COSTURA  
TEMP. OPER: 85°F  
PRESIÓN OPERACIÓN: 14,5 PSIG.

PAL-0001A/B  
BOMBA DE TRANSFERENCIA  
TIPO RECIPROCANTE

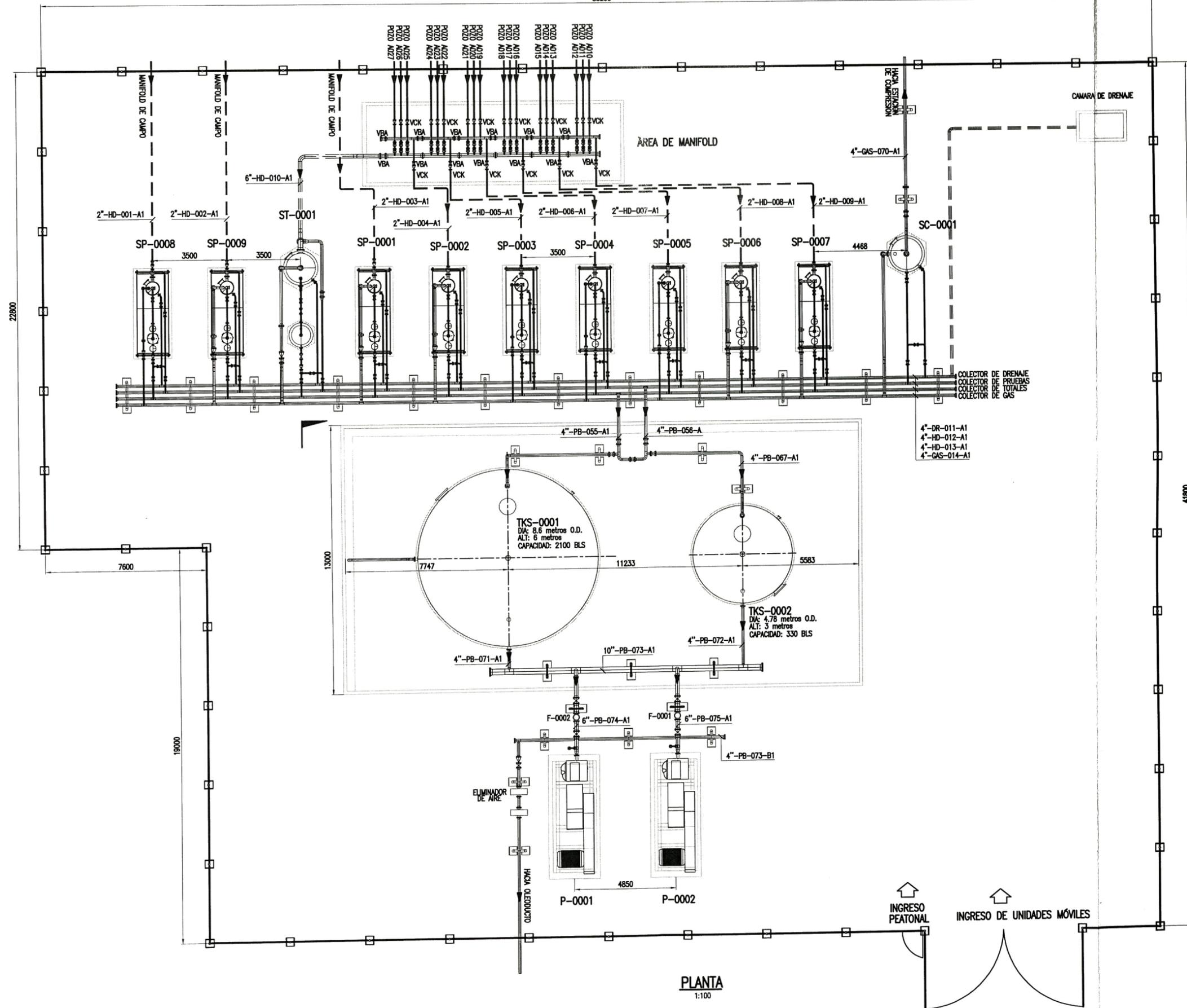
P. DISEÑO: 1040 PSIG  
CAPACIDAD: 3745 BPD  
HP. MOTOR: 50 HP



- 20042071H-1-PROC-PL-005 4"-DR-011-A1
- 20042071H-1-PROC-PL-005 4"-HD-012-A1
- 20042071H-1-PROC-PL-005 4"-HD-013-A1
- 20042071H-1-PROC-PL-005 4"-GAS-014-A1
- 20042071H-1-PROC-PL-005 4"-PB-055-A1
- 20042071H-1-PROC-PL-005 4"-PB-056-A1

REV.	FECHA	DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
0	03/MAR/13	EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH. C.CH.	C.CH. C.CH.		

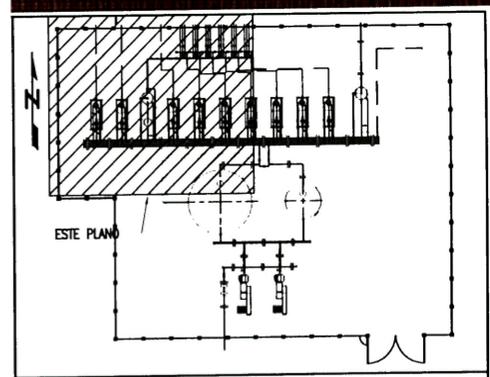
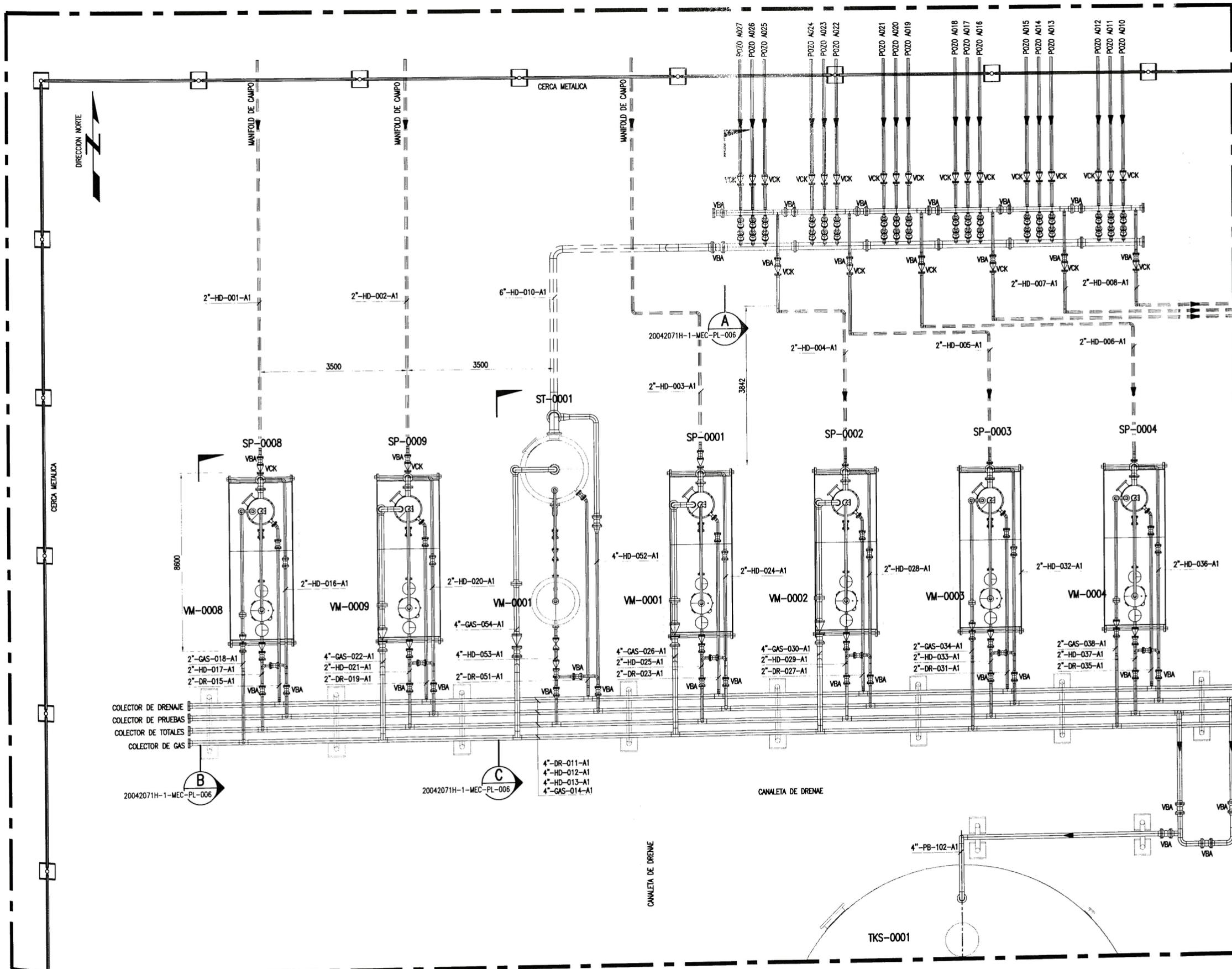
APROBADO 03/MAR/2013		<p><b>Universidad Nacional de Ingenieria</b> LIMA - PERU CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA</p>	
DISEÑADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		
DIBUJADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	PLANO	
REVISADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	DIAGRAMA DE TUBERIAS 5 DE 5	
APROBADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	ESCALA S/E	NUMERO DE PLANO 20042071H-1-PROC-PL-006



NOTA: TODAS LAS MEDIDAS ESTAN EXPRESADAS EN MILIMETROS SALVO INDICACION CONTRARIA

REV.	FECHA	DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
0	03/MAR/13	EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH. C.CH. C.CH.	C.CH. C.CH. C.CH.		

<b>APROBADO</b> 03/MAR/2013 C. CHACON		FECHA : 03/03/13		<p><b>Universidad Nacional de Ingenieria</b> LIMA - PERU CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA</p>
DISEÑADO POR: C. CHACON		FECHA : 03/03/13		
DIBUJADO POR: C. CHACON		FECHA : 03/03/13		
REVISADO POR: C. CHACON		FECHA : 03/03/13		
APROBADO POR: C. CHACON		FECHA : 03/03/13		ESCALA 1:100
				NUMERO DE PLANO <b>20042071H-1-MEC-PL-001</b>



PLANO LLAVE  
ESCALA

CONT. EN PLANO DE PLANTA  
U20042071H-1-MEC-PL-003

- LEYENDA**
- TUBERIA DE PETROLEO SOBRE TERRENO
  - TUBERIA DE PETROLEO ENTERRADO
  - TUBERIA DE GAS SOBRE TERRENO
  - TUBERIA DE DRENAJE SOBRE TERRENO
  - TUBERIA DE DRENAJE ENTERRADO

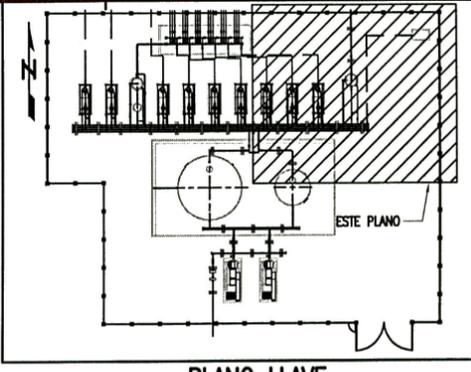
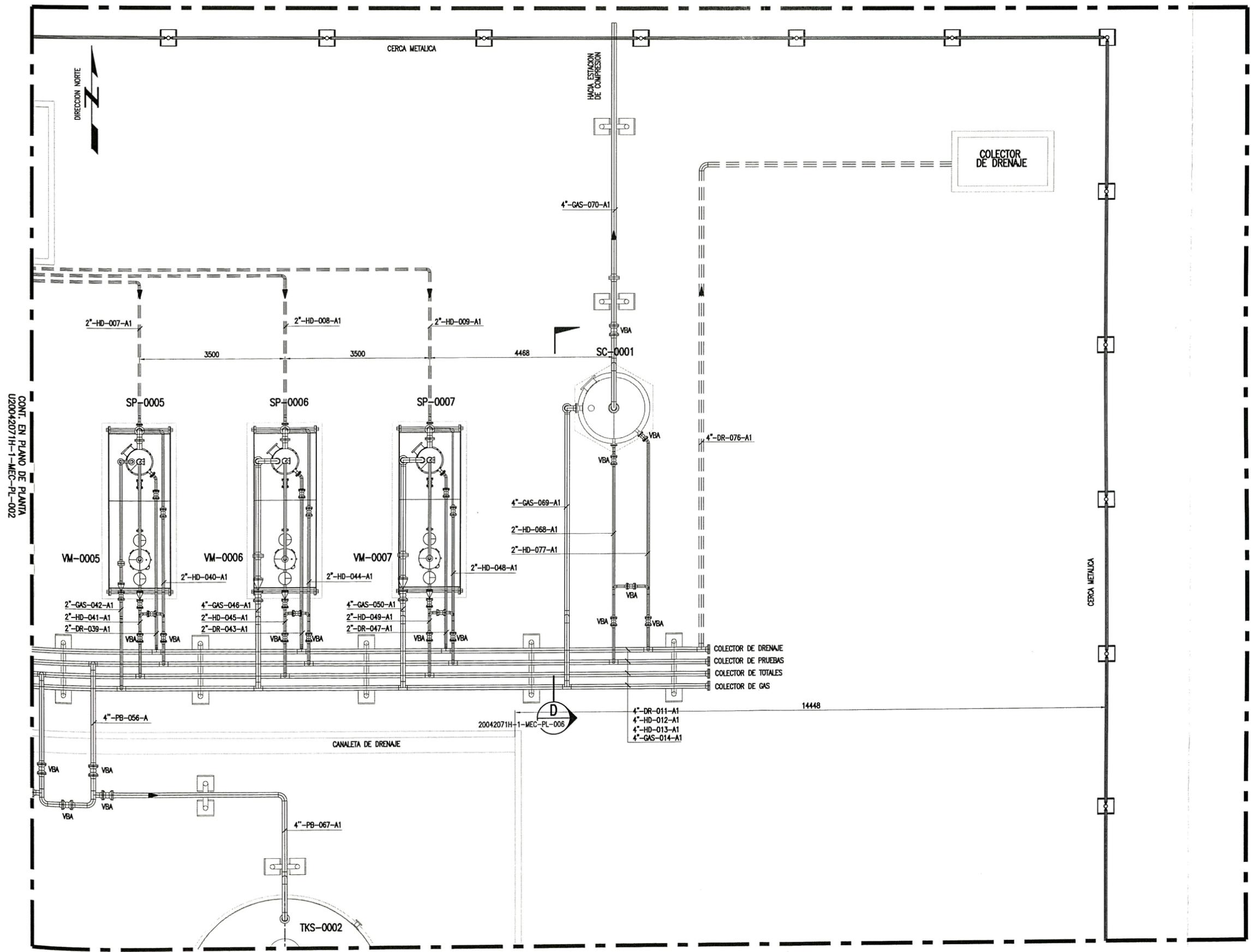
- NOTAS**
1. TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EXPRESADAS EN MILIMETROS SALVO INDICACION CONTRARIA.
  2. VBA: VALVULA DE BOLA
  3. VCA: VALVULA DE CUPIERTA
  4. VCK: VALVULA CHECK

CONT. EN PLANO DE PLANTA  
U20042071H-1-MEC-PL-004

PLANTA  
1:100

DESCRIPCION	DS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH. C.CH. C.CH.	C.CH.	20042071H-1-MEC-PL-003	PLANO PLANTA HOJA 2 DE 4
			20042071H-1-MEC-PL-004	PLANO PLANTA HOJA 3 DE 4
			20042071H-1-MEC-PL-005	PLANO PLANTA HOJA 4 DE 4
			20042071H-1-MEC-PL-006	PLANO DE ELEVACIONES

APROBADO 03/MAR/2013			<b>Universidad Nacional de Ingeniería</b> LIMA - PERU CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 18.34 BARRILES POR DÍA	
DISEÑADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		<b>PROCESO/MECÁNICA</b> PLANO DE PLANTA HOJA 1 DE 4	
DIBUJADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		ESCALA S/E	
REVISADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		NUMERO DE PLANO 20042071H-1-MEC-PL-002	
APROBADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		REV 0	



PLANO LLAVE  
ESCALA

- LEYENDA**
- TUBERÍA DE PETRÓLEO SOBRE TERRENO
  - TUBERÍA DE PETRÓLEO ENTERRADO
  - TUBERÍA DE GAS SOBRE TERRENO
  - TUBERÍA DE DRENAJE SOBRE TERRENO
  - TUBERÍA DE DRENAJE ENTERRADO

- NOTAS**
1. TODAS LAS DIMENSIONES ESTÁN EXPRESADAS EN MILIMETROS SALVO INDICACION CONTRARIA.
  2. VBA: VALVULA DE BOLA
  3. VCA: VALVULA DE COMPUERTA
  4. VCK: VALVULA CHECK

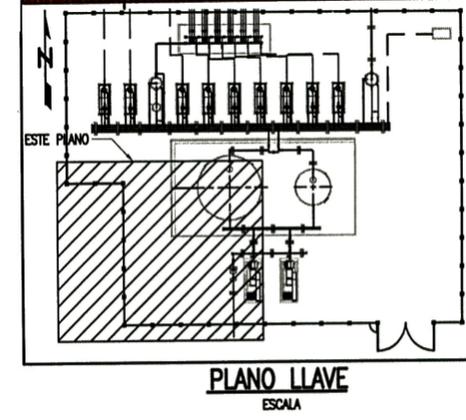
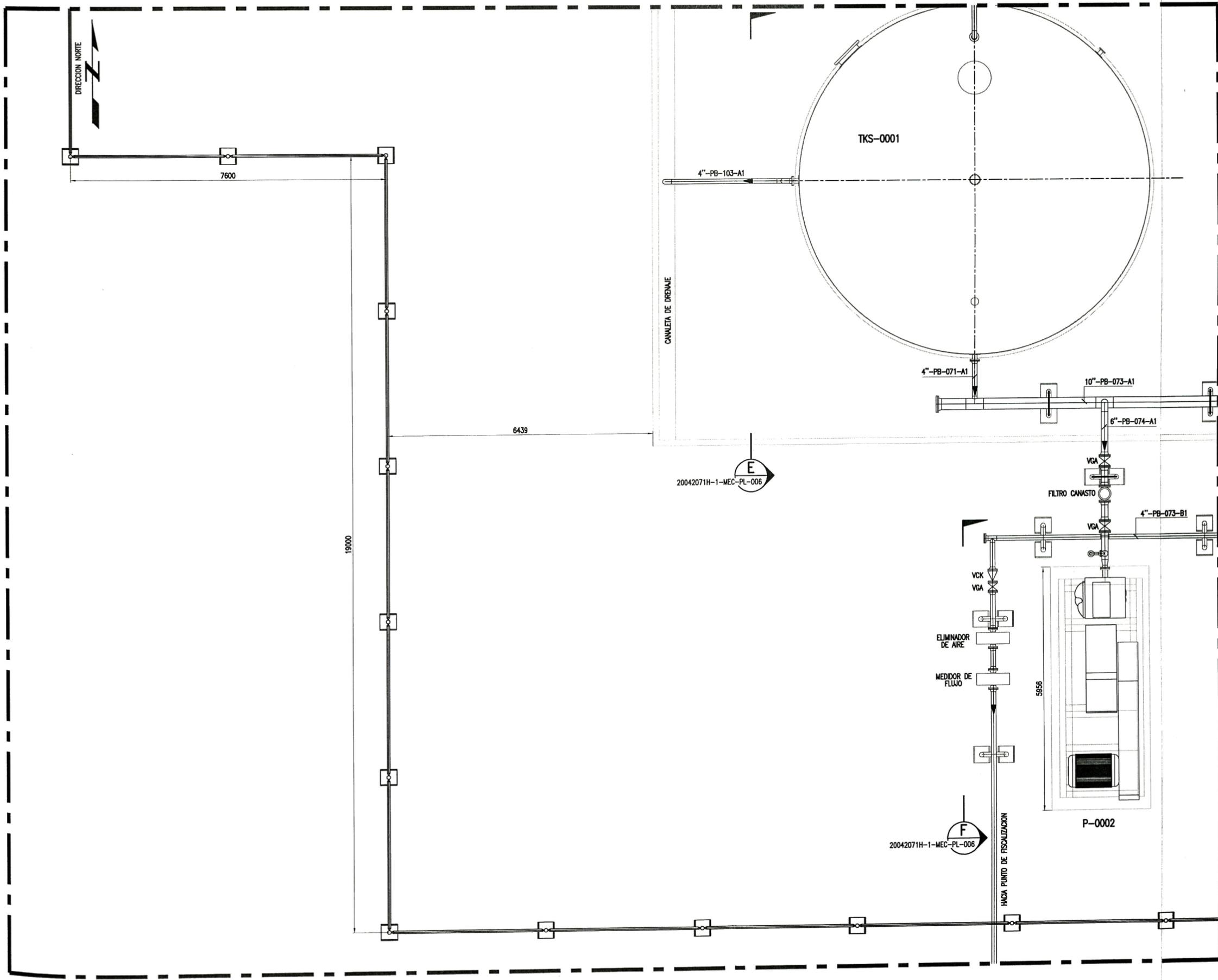
CONT. EN PLANO DE PLANTA  
U20042071H-1-MEC-PL-002

CONT. EN PLANO DE PLANTA  
U20042071H-1-MEC-PL-005

PLANTA  
1:100

FECHA	DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
03/MAR/13	EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH. C.CH. C.CH.	C.CH. C.CH. C.CH.	20042071H-1-MEC-PL-002	PLANO PLANTA HOJA 1 DE 4
				20042071H-1-MEC-PL-004	PLANO PLANTA HOJA 3 DE 4
				20042071H-1-MEC-PL-005	PLANO PLANTA HOJA 4 DE 4
				20042071H-1-MEC-PL-006	PLANO DE ELEVACIONES

APROBADO 03/MAR/2013		<p><b>Universidad Nacional de Ingeniería</b> LIMA - PERU CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA</p>	
DISEÑADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		
DIBUJADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	PLANO	
REVISADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	<p><b>PROCESO/MECÁNICA</b> <b>PLANO DE PLANTA</b> <b>HOJA 2 DE 4</b></p>	
APROBADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	ESCALA S/E	NUMERO DE PLANO <b>20042071H-1-MEC-PL-003</b>



CONT. EN PLANO DE PLANTA  
U20042071H-1-MEC-PL-005

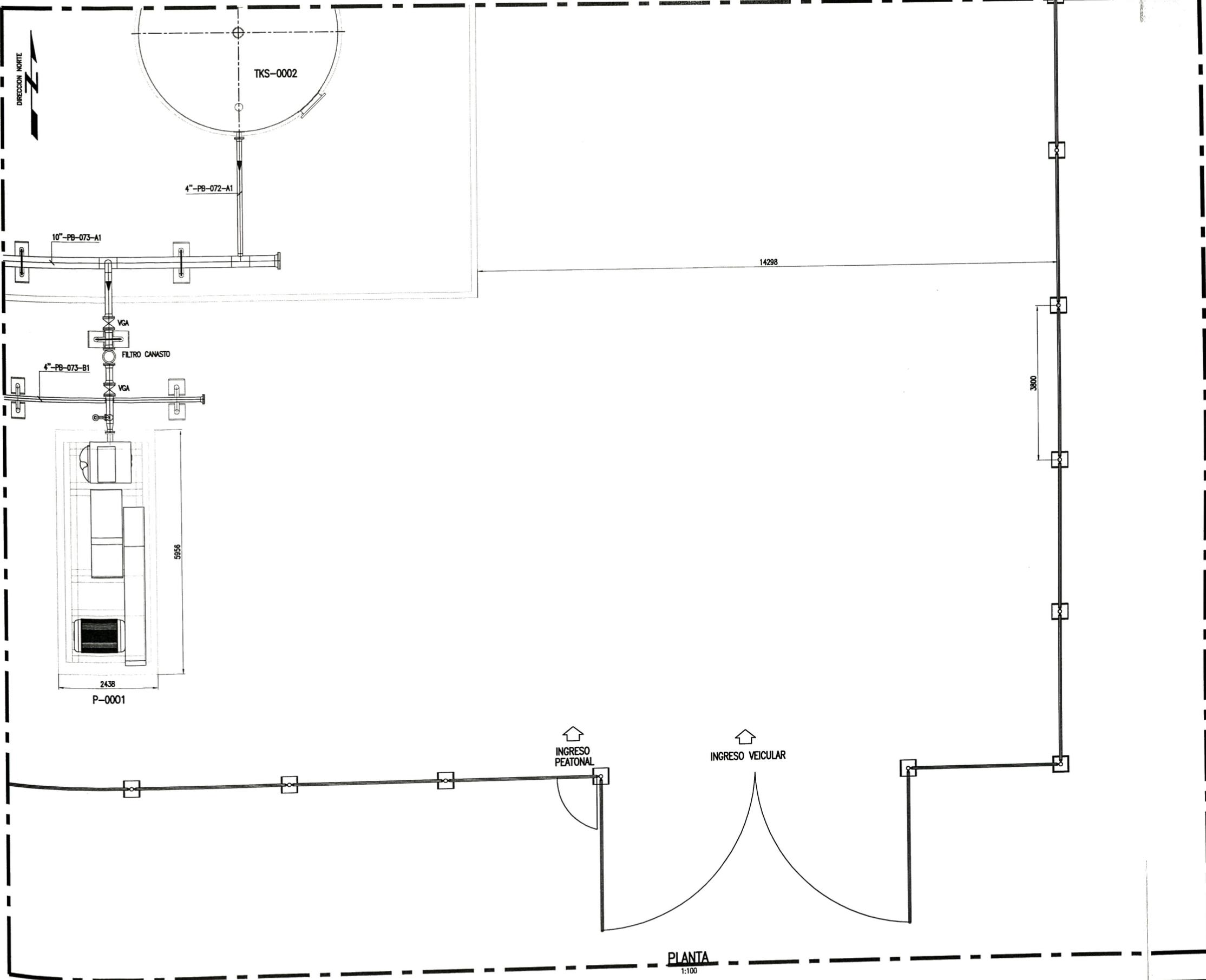
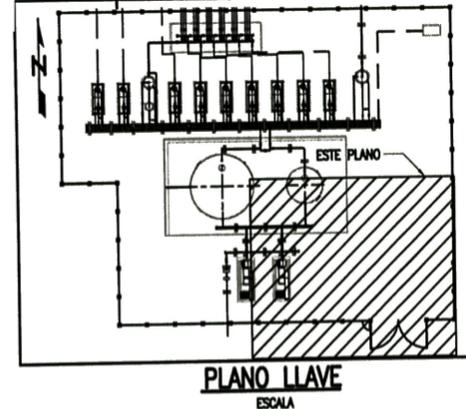
- LEYENDA**
- TUBERÍA DE PETROLEO SOBRE TERRENO
  - TUBERÍA DE PETROLEO ENTERRADO
  - TUBERÍA DE GAS SOBRE TERRENO
  - TUBERÍA DE DRENAJE SOBRE TERRENO
  - TUBERÍA DE DRENAJE ENTERRADO

- NOTAS**
1. TODAS LAS DIMENSIONES ESTÁN EXPRESADAS EN MILÍMETROS SALVO INDICACION CONTRARIA
  2. VBA: VALVULA DE BOLA
  3. VCA: VALVULA DE COMPUERTA
  4. VCK: VALVULA CHECK

**PLANTA**  
1:100

DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH. C.CH.	C.CH. C.CH.	20042071H-1-MEC-PL-002	PLANO PLANTA HOJA 1 DE 4
			20042071H-1-MEC-PL-003	PLANO PLANTA HOJA 2 DE 4
			20042071H-1-MEC-PL-005	PLANO PLANTA HOJA 4 DE 4
			20042071H-1-MEC-PL-006	PLANO DE ELEVACIONES

APROBADO 03/MAR/2013			
DISEÑADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 18.34 BARRILES POR DÍA <b>PROCESO/MECÁNICA</b> <b>PLANO DE PLANTA</b> <b>HOJA 3 DE 4</b>	
DIBUJADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	PLANO	
REVISADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	ESCALA	S/E
APROBADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	NUMERO DE PLANO	20042071H-1-MEC-PL-004



PLANTA  
1:100

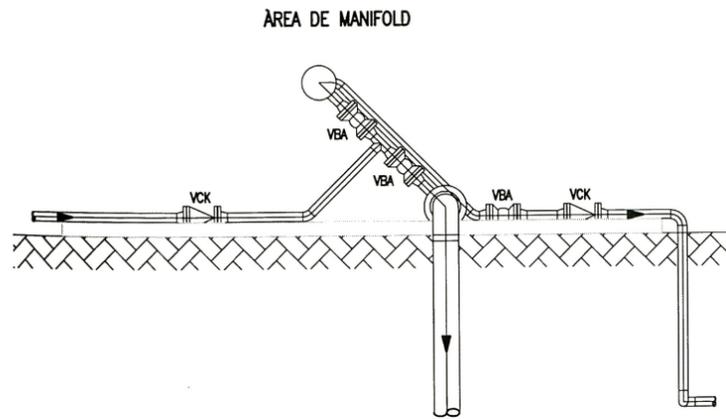
- LEYENDA**
- TUBERÍA DE PETROLEO SOBRE TERRENO
  - TUBERÍA DE PETROLEO ENTERRADO
  - TUBERÍA DE GAS SOBRE TERRENO
  - TUBERÍA DE DRENAJE SOBRE TERRENO
  - TUBERÍA DE DRENAJE ENTERRADO

- NOTAS**
1. TODAS LAS DIMENSIONES ESTÁN EXPRESADAS EN MILMETROS SALVO INDICACION CONTRARIA
  2. VBA: VALVULA DE BOLA
  3. VCA: VALVULA DE COMPUERTA
  4. VCK: VALVULA CHECK

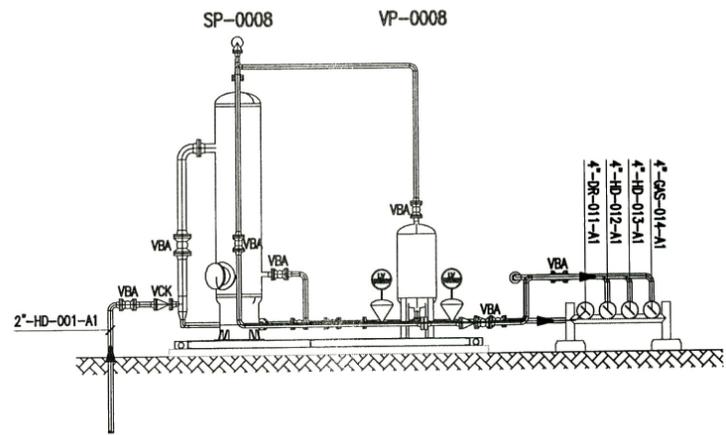
CONT. EN PLANO DE PLANTA  
U20042071H-1-MEC-PL-004

FECHA	DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
	EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH. C.CH.	C.CH. C.CH.	20042071H-1-MEC-PL-002	PLANO PLANTA HOJA 1 DE 4
				20042071H-1-MEC-PL-003	PLANO PLANTA HOJA 2 DE 4
				20042071H-1-MEC-PL-004	PLANO PLANTA HOJA 3 DE 4
				20042071H-1-MEC-PL-006	PLANO DE ELEVACIONES

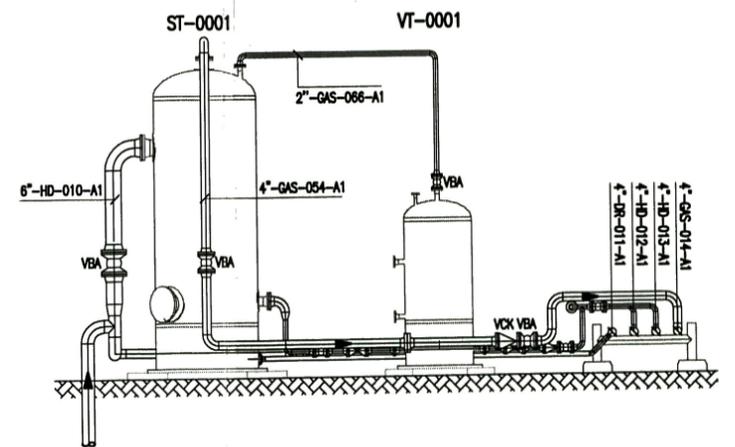
APROBADO 03/MAR/2013		<p><b>Universidad Nacional de Ingeniería</b> LIMA - PERU CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA</p>	
ELABORADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		
DIBUJADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		
REVISADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13		
APROBADO POR: C. CHACON	FECHA: 03/03/13	ESCALA S/E	NUMERO DE PLANO 20042071H-1-MEC-PL-005



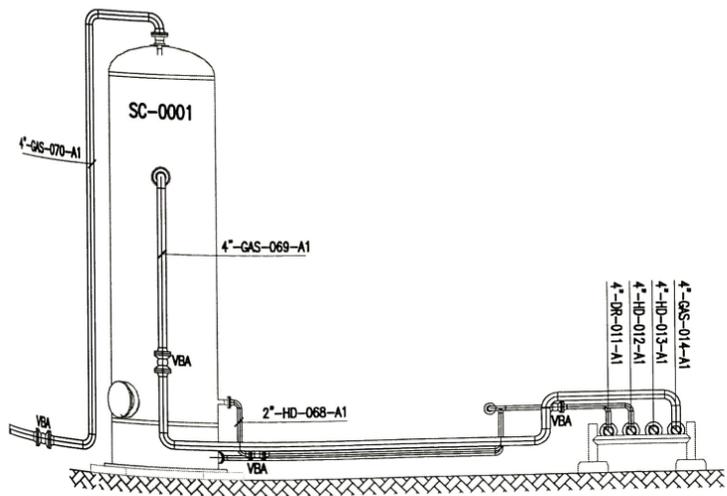
**SECCION A**  
1:25 20042071H-1-MEC-PL-002



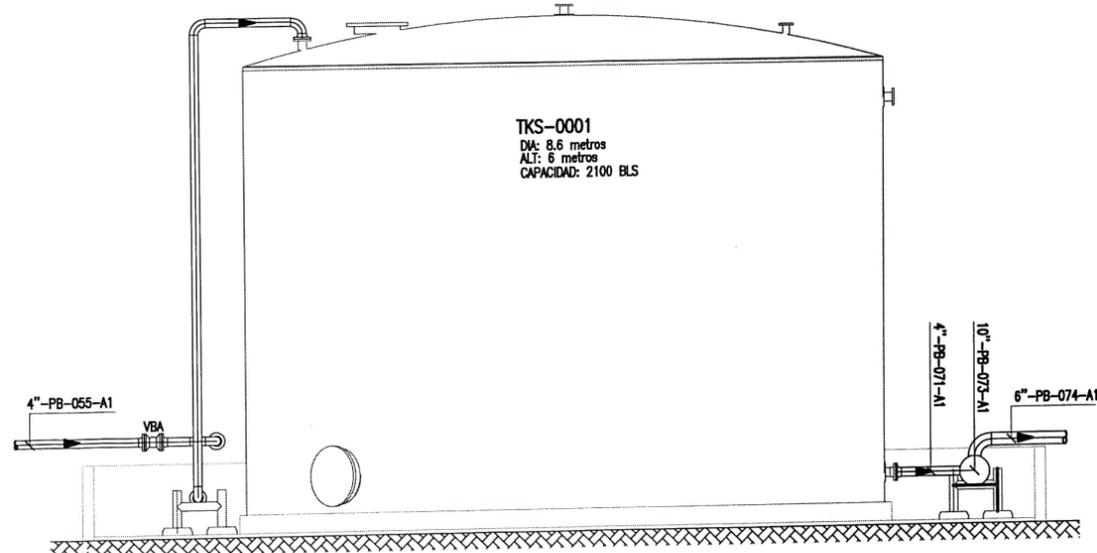
**SECCION B**  
1:50 20042071H-1-MEC-PL-002



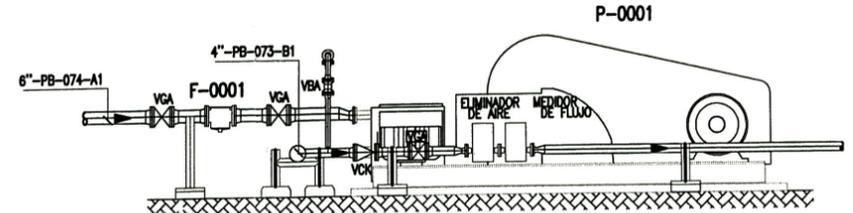
**SECCION C**  
1:50 20042071H-1-MEC-PL-002



**SECCION D**  
1:50 20042071H-1-MEC-PL-003



**SECCION E**  
1:50 20042071H-1-MEC-PL-004



**SECCION F**  
1:50 20042071H-1-MEC-PL-004

REV.	FECHA	DESCRIPCION	DS. REV.	APROBADO	NUMERO DE PLANOS	REFERENCIAS DE PLANOS
01	03/03/13	EMITIDO PARA INFORME DE SUSTENTACION	C.CH.	C.CH.		

NOTA: TODAS LAS MEDIDAS ESTAN EXPRESADAS EN MILIMETROS SALVO INDICACION CONTRARIA

APROBADO 03/MAR/2013 C. CHACON		FECHA : 03/03/13		 <b>UNI</b> CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
DISEÑADO POR : C. CHACON		FECHA : 03/03/13		
DIBUJADO POR : C. CHACON		FECHA : 03/03/13		
REVISADO POR : C. CHACON		FECHA : 03/03/13		
APROBADO POR : C. CHACON		FECHA : 03/03/13		ESCALA : S/E
PLANO : <b>SECCIONES Y DETALLES</b>				NUMERO DE PLANO : <b>20042071H-1-MEC-PL-006</b>

# **ANEXOS 3**

# **Artículo I. INICIO**

*Sección 1.01 ACTA DE*

*CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO*

# Acta de Constitución del Proyecto (Project Charter)

## A. Información General

<b>Nombre del Proyecto</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA.	<b>Fecha de Preparación</b>	11 Nov. 2012
<b>Patrocinador:</b>	Universidad Nacional de Ingeniería	<b>Fecha de Modificación:</b>	01 enero 2013
<b>Preparado por:</b>	Carlos E. Chacon Avendaño	<b>Autorizado por:</b>	Carlos Chacon

## B. Necesidad del Proyecto

Las necesidades del proyecto son:

- Demanda de la producción del Lote.
- Oportunidad de negocio.
- Fortalecer la producción de crudo y gas en el Lote.
- Incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo.

## C. Oportunidad de Negocio

Las oportunidades de negocio son:

- Venta de crudo a Petroperú.
- Venta de gas a la Planta Pariñas.
- Consumo de gas a la Planta Eléctrica interna.

## D. Objetivos del Proyecto

### Objetivos del Proyecto

El objetivo del proyecto es la construcción de una nueva Instalación Superficial a fin de proveer la capacidad necesaria para cumplir con el incremento de la producción debido a la incorporación de pozos nuevos, tomando en cuenta la minimización de los costos de operación y mantenimiento, maximizando la confiabilidad y seguridad de la infraestructura nueva.

## E. Enunciado del Trabajo del Proyecto (SOW)

Los productos a entregar son las instalación de recipientes de presión (separadores, tanques, etc.), instalación eléctricas (puestas a tierra, pararrayos, etc.), civil (Tinglados, bases, etc.), instrumentación (PLC, UPS, etc.) y diseño d ellas infraestructura necesaria en la Nueva Batería.

## **F. Alcances del Proyecto**

El Proyecto contempla dentro de su alcance las siguientes actividades y/o instalaciones:

- Diseño e instalación de un (01) Separador de Total.
- Diseño e instalación de nueve (09) Separadores de Control.
- Instalación de múltiples de succión / descarga para interconexión de los nuevos equipos.
- Instalación de tuberías, válvulas y accesorios para la interconexión y control de los nuevos equipos.

## **G. Descripción del Producto**

La descripción del producto es la instalación de separadores, tanques etc., para poder satisfacer las necesidades al aumenta de la producción debido a la perforación masiva de pozos.

## **H. Autoridad del Proyecto**

### • Autorización

Gerente de la Empresa - Cliente

### • Gerente del proyecto

Carlos Chacón Avendaño (Contratista)

### • Equipo del Proyecto

- Ing. Cesar Espinoza Meléndez
- Ing. Henry Lizana López
- Ing. Bladimir Jaurpoma Hilario
- Ing. Juan Carlos Pacheco Cruz
- ing. Fernando Poma Robles
- Ing. Álvaro Ramírez Choque

## **I. Fases del Proyecto**

Las fases del proyecto son:

- Ingeniería de detalle.
- Procura.
- Construcción

## **J. Restricción del Proyecto**

Las restricciones del proyecto son:

- No se va a realizar el manteniendo o inspección de los equipos existentes.
- No se implementará la alimentación eléctrica a la nueva Instalación eléctrica desde la Central Eléctrica.
- No se va a realizar mantenimiento de los equipos.

## **K. Suposiciones del Proyecto**

Las suposiciones del proyecto son:

- Las suposiciones es la información entregada por el CLIENTE es tal como esta en el campo.
- Los equipos nuevos lo va proporcionar el CLIENTE.

## **L. Criterio de Aceptación del Proyecto**

El fiscalizador (Cliente), revisará los planos, para su aprobación.

RevA: Emitido para revisión interna.

RevB: Emitido para aprobación del Cliente.

Rev0: Emitido para Construcción.

## **M. Presupuesto Preliminar**

El presupuesto preliminar es de \$ 1 002 059.68

## **N. Hitos Principales del Proyecto**

Los hitos principales del proyecto son:

- Verificar que los materiales estén disponibles en el momento solicitado.
- Cumplir con el cronograma del proyecto.

## **O. Riesgo Iniciales del Proyecto**

Los riesgos iniciales del proyecto son:

- Fenómeno del Niño.
- Conflicto con la comunidad o población.

## P. Firmas

<b>Nombre/Función</b>	<b>Firma</b>	<b>Fecha</b>
Gerente de la Proyecto - Cliente		11 de noviembre del 2012
Carlos Chacon – Gerente de Proyecto Contratista		11 de noviembre del 2012

## **Artículo II. PLANIFICACION**

### *Sección 2.01 ALCANCE*

#### **(a) PLAN DE GESTIÓN DE ALCANCE**

## Plan de Gestión del Alcance

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
<b>Preparado por:</b>	Carlos Chacon Avendaño Jefe de Proyecto
<b>Fecha:</b>	11 de Noviembre del 2012

### 1. Describir cómo será administrado el alcance del Proyecto:

- La administración del alcance será realizada por el Gerente del Proyecto.
- El Gerente del Proyecto inspeccionará el alcance del proyecto mediante la verificación, cuando se culminen progresivamente los entregables, y respetando el contrato del proyecto.

### 2. Evaluar la estabilidad del alcance del proyecto (cómo manejar los cambios, la frecuencia e impacto de los mismos):

La estabilidad del alcance del proyecto se operará de la siguiente forma:

- Se realizará reuniones una vez a la semana para el control del alcance del proyecto que será realizado por el Gerente del proyecto, programadores y analistas.
- Las solicitudes de cambio del alcance son generadas por el analista del proyecto.
- Las solicitudes de cambio del alcance son revisadas por el Gerente del Proyecto y el Grupo del Cliente.
- Las solicitudes de cambio del alcance son aprobadas por el Gerente del proyecto y el Grupo del Cliente.
- Las acciones correctivas será generadas por el analista del proyecto, y serán revisadas y aprobadas por el Gerente del Proyecto.

### 3. ¿Cómo los cambios al alcance serán identificados y clasificados?

Los cambios del alcance será identificados:

- Por los informes de rendimientos de trabajo.
- El juicio de expertos.
- Basándonos en el Plan de Gestión del Proyecto.

Los cambios del alcance será clasificados por medio de su impacto:

- Alto: Cuando el cambio del alcance del proyecto cambia en un 50% el objetivo del proyecto.

- Mediano: Cuando el cambio del alcance del proyecto cambia en un 30% el objetivo del proyecto.
- Bajo: Cuando el cambio del alcance del proyecto cambia en un 10% el objetivo del proyecto.

#### **4. Describir cómo los cambios del alcance serán integrados al proyecto:**

Los cambio del alcance del proyecto serán integrados en el proyecto por lo siguiente:

- Revisar y aprobar todas las acciones correctivas que se implementarán en el cambio del proyecto.
- Revisar y aprobar todas las solicitudes de cambio del proyecto.
- Verificar si se ha producido un cambio, y si se da repetitivamente.
- Mantener la integridad de la línea base del proyecto.
- Hacer informes de los cambios solicitados.
- Controlando la calidad del proyecto siguiendo los Estándares, Metodologías y Normas existentes en la empresa.

#### **5. Comentarios adicionales:**

- Se elaboran los documentos y el EDT usando las plantillas de proyectos anteriores.
- Los cambios a realizarse en el EDT serán realizados previa revisión y aprobación del Gerente del Proyecto.

*(b)* ENUNCIADO DEL ALCANCE

## Enunciado del Alcance

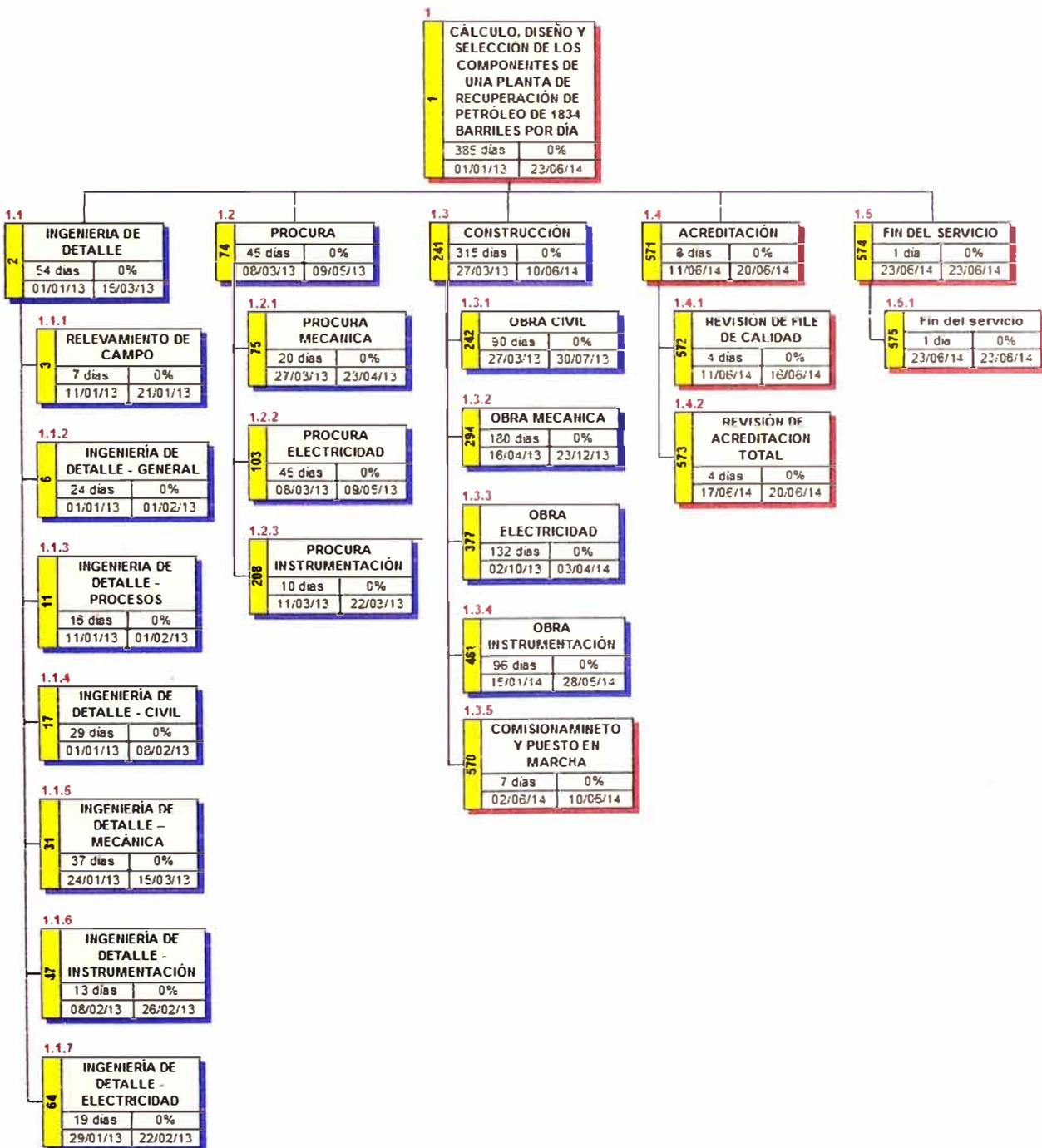
<b>Nombre del Proyecto:</b>	DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SUPERFICIAL PARA LA RECUPERACIÓN DE 1834 BOPD, 387 BWPD Y 2 MMSCFD DE GAS NATURAL BASADO EN EL PMBOK
<b>Preparado por:</b>	<b>Carlos Chacon Avendaño</b> Jefe de Proyecto
<b>Fecha:</b>	<b>11 de Noviembre del 2012</b>
<b>Objetivos del proyecto</b>	<p><b><u>Alcance:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cumplir los objetivos alcanzado por el cliente.</li> </ul> <p><b><u>Costo:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El costo del proyecto no debe exceder los US\$ \$ 1 794 980.51</li> <li>• Este costo incluye el contrato a suma lazada para la instalación de la obra.</li> </ul> <p><b><u>Tiempo:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El plazo de ejecución del proyecto no debe exceder lo indicado el cronograma aprobado.</li> </ul> <p><b><u>Calidad:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los procesos y procedimientos para al instalación de las líneas y equipos deben estar de acuerdo a las normas nacionales e internacionales.</li> <li>• Se cumplirán los estándares durante la ejecución del proyecto.</li> </ul> <p><b><u>Riesgo:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se cumplirán la normas de seguridad del cliente para minimizar los riesgo que puedan presentarse.</li> </ul> <p><b><u>RRHH:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratar personal calificado para trabajos especificos.</li> </ul> <p><b><u>Comunicación:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Comunicar a los interesados sobre el avance del proyecto y los posibles cambios.</li> <li>• Conservar a los interesados positivos.</li> <li>• Convencer a los interesados negativos a positivos.</li> </ul> <p><b><u>Adquisiciones:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preparar Contrato.</li> </ul> <p><b><u>Entregables:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se entregaran planos del proyecto, procedimiento y calificación de soldadura, expediente técnico aprobado.</li> <li>• Certificado de la obra terminado, pruebas de funcionamiento aprobadas , gestión del proyecto.</li> </ul> <p><b><u>Stakeholders:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Satisfacer al cliente con el entregable a entregar.</li> </ul>
<b>Asunciones del Proyecto</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los equipos importados ya se encontraran disponibles y operativos en sus almacenes.</li> <li>• La capacidad de producción indicada no disminuirá</li> <li>• Las personas requeridas para la operación de los</li> </ul>

	nuevos equipos ya se encontraran capacitados.
<b>Restricciones del Proyecto:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El costo del proyecto no debe exceder los US\$ \$ 1 794 980.51</li> <li>• El funcionamiento de las otras batería no se vera afectada por la construcción de la nueva batería.</li> </ul>
<b>Limite del Proyecto:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El proyecto considera como limite la implantación interna, así como pruebas de funcionamiento.</li> <li>• El proceso de promoción y negociación de Gas Natural no corresponde al proyecto, si no al área de compra y producciones.</li> </ul>
<b>Criterio de Aceptación del Proyecto:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los documentos y planos los aprobara el fiscalizador - cliente.</li> <li>• Los documentos y planos estarán en Rev. 0 para construcción.</li> <li>• Se imprimirán 3 juegos de los doc. Y planos.</li> </ul>

(c) ESTRUCTURA DE

DESGLOSE DEL TRABAJO

# Work Breakdown Structure (WBS)



*(d)* DICCIONARIO EDT

## Diccionario de WBS (EDT)

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
<b>Preparado por:</b>	Carlos Chacon Avendaño Jefe de Proyecto
<b>Fecha:</b>	11 de Noviembre del 2012
<b>Versión:</b>	V.1.1

<b>DICCIONARIO DE EDT (WBS)</b>			
<b>Cuenta de control:</b>		Preparación de proyecto	
<b>Identificador del Entregable:</b>		1.1	
<b>Nombre de entregable(s):</b>		Proyecto	
<b>Alcance del Trabajo:</b>		Descripción de las funcionalidades en detalle que requiere El Cliente (representado por su Coordinador Líder) se incluyan planos y documentos para la construcción.	
<b>Responsable:</b>		Jefe de Ingeniería	
<b>Duración estimada:</b>	54 días	<b>Fecha de Inicio:</b>	01/01/013
		<b>Fecha de Término</b>	15/03/13
<b>Requisitos de calidad:</b>		La elaboración de los requerimientos deben estar en formatos preestablecidos	
<b>Otras referencias:</b>			
<b>Hitos del cronograma:</b>		Requerimientos aprobados Requerimientos rechazados	

<b>DICCIONARIO DE EDT (WBS)</b>			
<b>Cuenta de control:</b>		Requerimientos de Equipos y Materiales	
<b>Identificador del Entregable:</b>		1.2	
<b>Nombre de entregable(s):</b>		Procura	
<b>Alcance del Trabajo:</b>		Descripción de los equipos y materiales a instalarse ene l campo	
<b>Responsable:</b>		Jefe de Procura	
<b>Duración estimada:</b>	45 días	<b>Fecha de Inicio:</b>	08/03/13
		<b>Fecha de Término</b>	09/05/13
<b>Requisitos de caiidad:</b>		Aceptación del Coordinador Líder del Cliente.	
<b>Otras referencias:</b>			
<b>Hitos del cronograma:</b>		Requerimientos aprobados Requerimientos rechazados	

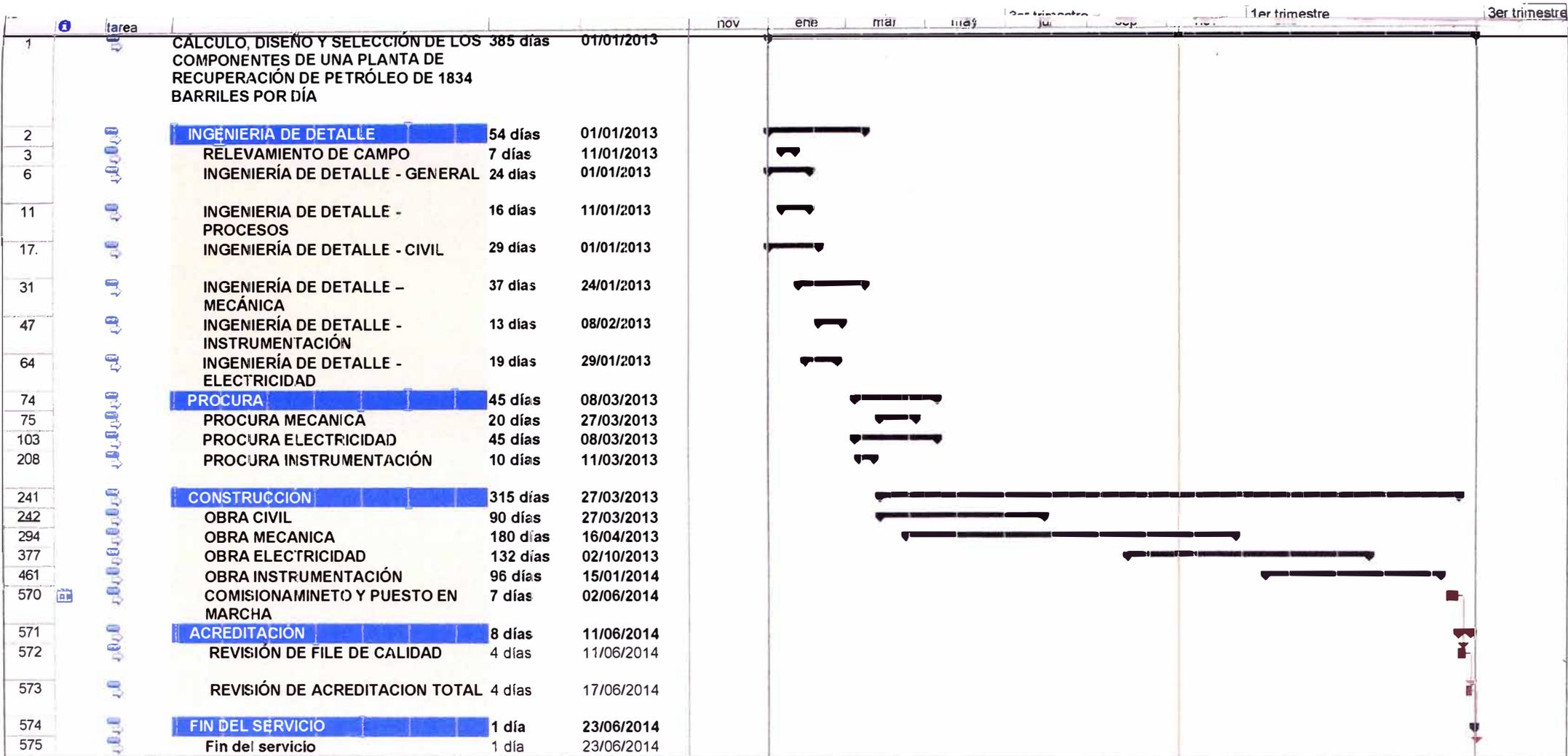
DICCIONARIO DE EDT (WBS)					
<b>Cuenta de control:</b>		Construcción			
<b>Identificador del Entregable:</b>		1.3			
<b>Nombre de entregable(s):</b>		Construcción			
<b>Alcance del Trabajo:</b>		Instalar las facilidades y equipos según lo indicado en la Ingeniería de detalle y la Procura.			
<b>Responsable:</b>		Jefe del Proyecto			
<b>Duración estimada:</b>	315 días	<b>Fecha de Inicio:</b>	27/03/13	<b>Fecha de Término</b>	10/06/14
<b>Requisitos de calidad:</b>		Aceptación del Coordinador Líder del Cliente.			
<b>Otras referencias:</b>					
<b>Hitos del cronograma:</b>		Requerimientos aprobados Requerimientos rechazados			

DICCIONARIO DE EDT (WBS)					
<b>Cuenta de control:</b>		Acreditación			
<b>Identificador del Entregable:</b>		1.4			
<b>Nombre de entregable(s):</b>		Acreditación			
<b>Alcance del Trabajo:</b>		Descripción las facturas de los construcción y los materiales para la aprobación del Cliente.			
<b>Responsable:</b>		Jefe de Proyecto			
<b>Duración estimada:</b>	8 días	<b>Fecha de Inicio:</b>	11/06/14	<b>Fecha de Término</b>	20/06/14
<b>Requisitos de calidad:</b>		Aceptación del Coordinador Líder del Cliente.			
<b>Otras referencias:</b>					
<b>Hitos del cronograma:</b>		Requerimientos aprobados Requerimientos rechazados			

<b>DICCIONARIO DE EDT (WBS)</b>					
<b>Cuenta de control:</b>		Fin del Servicio			
<b>Identificador del Entregable:</b>		1.5			
<b>Nombre de entregable(s):</b>		Fin del Servicio			
<b>Alcance del Trabajo:</b>		Entrega del proyecto al Cliente.			
<b>Responsable:</b>		Jefe de Proyecto			
<b>Duración estimada:</b>	01 días	<b>Fecha de inicio:</b>	23/06/14	<b>Fecha de Término</b>	23/06/14
<b>Requisitos de calidad:</b>		Aceptación del Coordinador Líder del cliente.			
<b>Otras referencias:</b>					
<b>Hitos del cronograma:</b>		Requerimientos aprobados Requerimientos rechazados			

## *Sección 2.02 TIEMPO*

### *(a) CRONOGRAMA DEL PROYECTO*



Proyecto: mspro11  
Fecha: 10/11/2013

Tarea		Tareas externas		Tarea manual		Sólo fin	
División		Hito externo		Sólo duración		Fecha límite	
Hito		Tarea inactiva		Informe de resumen manual		Tareas críticas	
Resumen		Hito inactivo		Resumen manual		Division crítica	
Resumen del proyecto		Resumen inactivo		Sólo el comienzo		Progreso	

## *Sección 2.03 COSTO*

### **(a) PRESUPUESTO DEL PROYECTO**

**CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE  
RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA**

**PRESUPUESTO GENERAL**

<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>COSTO (\$)</b>
<b>A</b>	<b>COSTO DIRECTOS</b>	<b>910,963.34</b>
<b>B</b>	<b>INGENIERIA DE DETALLE</b>	<b>69,994.00</b>
<b>C</b>	<b>PROCURA</b>	<b>149,700.99</b>
<b>D</b>	<b>GASTOS ADMINISTRATIVOS (10%*C)</b>	<b>14,970.10</b>
<b>E</b>	<b>TRANSPORTE DE MATERIALES (10%*C)</b>	<b>14,970.10</b>
<b>F</b>	<b>CONSTRUCCIÓN</b>	<b>454,208.90</b>
<b>G</b>	<b>GASTOS GENERALES (30%*F)</b>	<b>136,262.67</b>
<b>H</b>	<b>UTILIDADES (12%*(F+G))</b>	<b>-70,856.59</b>
<b>I</b>	<b>COSTO INDIRECTOS</b>	<b>91,096.33</b>
<b>J</b>	<b>GASTOS DE IMPREVISTOS (10%*A)</b>	<b>91,096.33</b>
<b>A+I</b>	<b>COSTO TOTAL</b>	<b>1,002,059.68</b>

## RESUMEN DE PROCURA

### CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA

ITEM	DISCIPLINA	MONTO (\$)
1	MECANICA	55,550.41
2	ELECTRICIDAD	47,956.95
3	INSTRUMENTACION	32,584.46
TOTAL (\$)		136,091.81
CONTINGENCIA (10%)		13,609.18
TOTAL + CONTINGENCIA (\$)		149,700.99

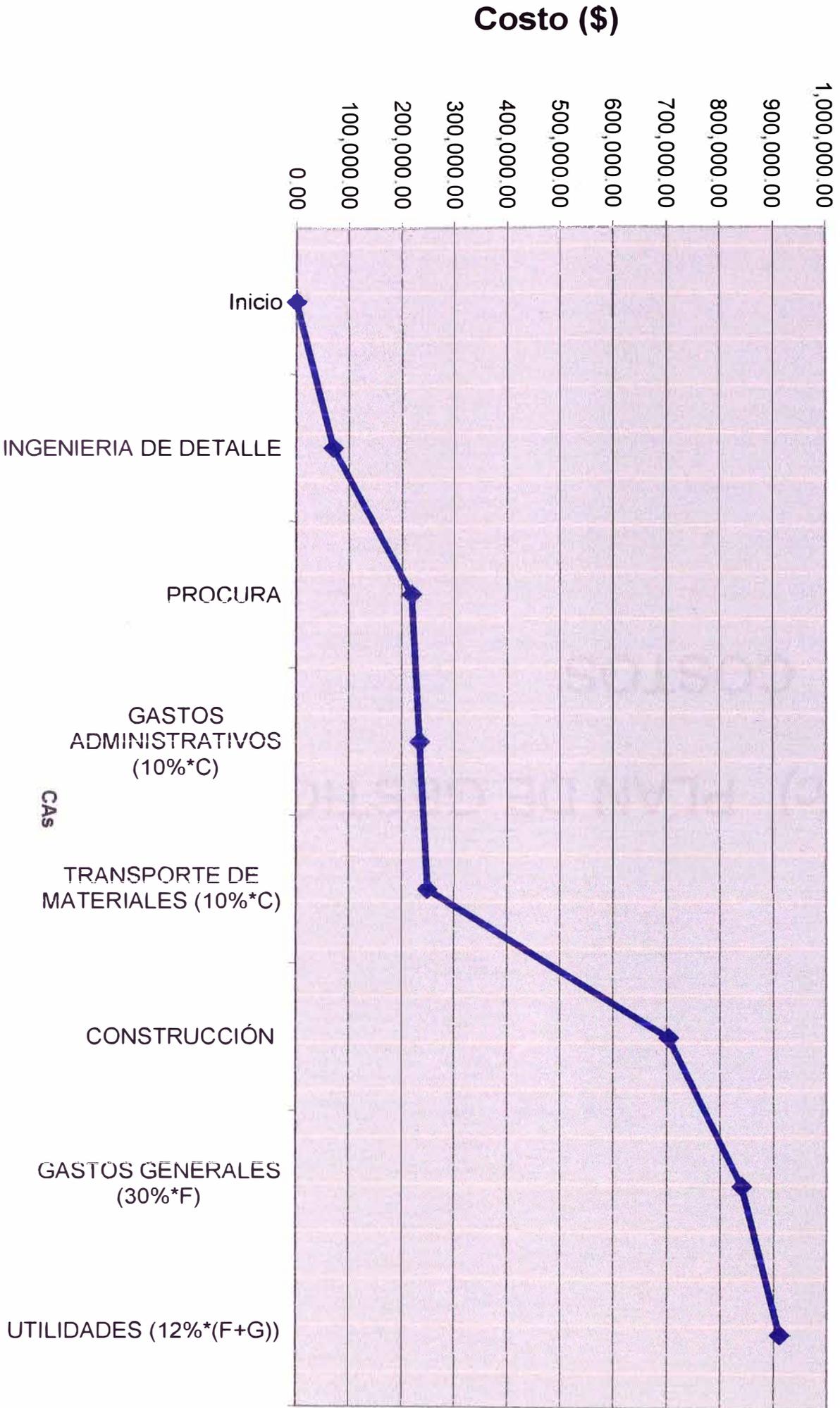
## RESUMEN DE OBRA

### CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA

No.	DISCIPLINA	TOTAL (\$)
1	CIVIL	128,469.17
2	MECANICA	127,638.25
3	ELECTRICIDAD	55,528.45
4	INSTRUMENTACIÓN	101,281.30
<b>TOTAL (\$)</b>		<b>412,917.18</b>
<b>CONTINGENCIA 10%</b>		<b>41,291.72</b>
<b>TOTAL + CONTINGENCIA</b>		<b>454,208.90</b>

*(b)* CURVA S

# LÍNEA BASE DE COSTO



**(c) PLAN DE GESTIÓN DE LOS  
COSTOS**

## PLAN DE GESTIÓN DEL COSTO

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA	
<b>Preparado por:</b>	Jefe de Proyecto	
<b>Fecha:</b>	04/01/2013	
<b>Persona(s) autorizada(s) a solicitar cambios en el costo:</b>		
<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>	<b>Ubicación</b>
Rodrigo Bachelet	Coordinador Líder del Proyecto, Cliente	
Juan Quispe	Analista Lider	
<b>Persona(s) que aprueba(n) requerimientos de cambios en costos:</b>		
<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>	<b>Ubicación</b>
Carlos Chacon	Jefe de Proyecto	
Rodrigo Bachelet	Coordinador Líder del Proyecto, Cliente	
<p><b>Razones aceptables para cambios en el Costo del Proyecto :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuando se requiere contratar nuevos personal</li> <li>• Cuando se requiere nuevos hardware</li> <li>• Incremento costos a los recursos</li> <li>• Actualizaciones de Licencia</li> </ul>		
<p><b>Describir como calcular e informar el impacto en el proyecto por el cambio en el costo:</b></p> <p>Los cambios no deben alterar los costos de los recursos del proyecto y las fechas de compra de los recursos y fecha de contratación del personal. En caso de no contar con suficiente reserva de contingencia el jefe del proyecto informará a los Stakeholders e involucrados en finanzas del proyecto para determinar la necesidad un nuevo monto para la reserva de contingencia..</p> <p>Cualquier variación del plazo y monto será gestionado por la Gerente del Proyecto con el Comité de Seguimiento.</p>		
<p><b>Describir como serán administrados los cambios en el costo:</b>  <b>La administración de los cambios serian por</b></p> <p>La gerente del proyecto revisará la solicitud de cambios en el costo y hará una evaluación del mismo.          Si el cambio es aceptado se actualizarán todos los entregables afectados.</p> <p>La gerente del proyecto efectuará una actualización de la Estructura de desglose del trabajo (WBS).</p>		

## *Sección 2.04 COMUNICACIÓN*

### **(a) PLAN DE GESTIÓN DE LAS COMUNICACIONES**

## Plan de Comunicaciones

<b>Nombre del proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA					
<b>Preparado por:</b>	Carlos Chacon Avendaño Jefe de Proyecto					
<b>Fecha:</b>	11 de Noviembre del 2012					
<b>Infomación requerida</b>	<b>Responsable de elaborario</b>	<b>Para su entrega a los Stakeholders</b>	<b>Método de comunicación a utilizar</b> (escrito, email, reuniones, presentación, etc.)	<b>Descripción de la Comunicación</b> (contenido, formato, nivel de detalle, etc.)	<b>Frecuencia</b>	<b>Comentarios</b>
Presupuesto	Jefe del Proyecto	Gerente Financiero. Gerente General.	Escrito	Informe Detallado del Presupuesto.	Inicia del Proyecto.	
Hitos de Proyecto	Jefe del Proyecto	Coordinador Lider. Gerente General.	Escrito	Informe de Hitos del Proyecto.	Inicio del Proyecto	
Cronograma	Jefe del Proyecto	Coordinador Lider. Gerente General.	Escrito	Informe de Cronograma del Proyecto.	Inicio del Proyecto.	
Plan del Proyecto	Jefe del Proyecto	Coordinador Lider. Gerente General.	Escrito	Informe del Plan de Proyecto.	Inicio del Proyecto.	
Acta de Reuniones	Jefe del Proyecto	Coordinador Lider. Gerente General.	Escrito	Informe de Acta de Reuniones.	Inicio del Proyecto.	
Especificaciones Funcionales	Analista Líder	Coordinador Líder. Jefe de Proyecto.	Escrito	Informe de Especificaciones Funcionales.	Segunda Fase del Proyecto.	
Especificaciones Técnicas	Analista Líder	Coordinador Líder. Jefe de Proyecto.	Escrito	Informe de Especificaciones técnicas	Segunda Fase del Proyecto	
Especificaciones de Modelamiento de Datos.	Analista Líder	Coordinador Líder Jefe de Proyecto.	Escrito	Informe de Especificaciones de Modelamiento de Datos.	Segunda Fase del Proyecto.	
Especificaciones de Interfaces.	Analista Líder	Coordinador Líder Jefe de Proyecto.	Escrito	Informe de Especificaciones de Interfaces.	Segunda Fase del Proyecto.	

<b>Nombre del proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA					
<b>Preparado por:</b>	Carlos Chacon Avendaño Jefe de Proyecto					
<b>Fecha:</b>	11 de Noviembre del 2012					
<b>Información requerida</b>	<b>Responsable de elaborario</b>	<b>Para su entrega a los Stakeholders</b>	<b>Método de comunicación a utilizar</b> (escrito, email, reuniones, presentación, etc.)	<b>Descripción de la Comunicación</b> (contenido, formato, nivel de detalle, etc.)	<b>Frecuencia</b>	<b>Comentarios</b>
Especificaciones de Ambiente de Desarrollo	Analista Líder	Coordinador Líder Jefe de Proyecto.	Escrito	Informe de Especificaciones de Ambiente de Desarrollo.	Tercera Fase del Proyecto.	
Desarrollo del módulo Tarifario	Jefe del Proyecto.	Coordinador Líder. Gerente General.	Escrito	Informe del Desarrollo del módulo Tarifario.	Cuarta Fase del Proyecto.	
Desarrollo del módulo de Grupos de Trabajo.	Jefe del Proyecto.	Coordinador Líder. Gerente General	Escrito	Informe del Desarrollo del Módulo de Grupos de Trabajo	Cuarta Fase del Proyecto	
Desarrollo del Webservice	Jefe del Proyecto.	Coordinador Líder. Gerente General	Escrito	Informe del Desarrollo del Desarrollo del Webservice	Cuarta Fase del Proyecto.	
Cambios Solicitados	Analista Líder	Coordinador Líder. Gerente General	Escrito	Informe de Cambios Solicitados.	Todas las Fases del Proyecto	
Aquality Assurance Test	Analista Líder	Coordinador Líder. Gerente General	Escrito	Informe de Aquality Assurance Test.	Quinta Fase del Proyecto	
Stress Test	Analista Líder	Coordinador Líder. Gerente General	Escrito	Informe de Stress Test.	Quinta Fase del Proyecto	
Manual de Capacitación	Analista Líder	Coordinador Líder. Gerente General	Escrito	Informe de Manual de Capacitación	Sexta Fase del Proyecto	

<b>Nombre del proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA					
<b>Preparado por:</b>	Carlos Chacon Avendaño Jefe de Proyecto					
<b>Fecha:</b>	11 de Noviembre del 2012					
<b>Información requerida</b>	<b>Responsable de elaborario</b>	<b>Para su entrega a los Stakeholders</b>	<b>Método de comunicación a utilizar</b> (escrito, email, reuniones, presentación, etc.)	<b>Descripción de la Comunicación</b> (contenido, formato, nivel de detalle, etc.)	<b>Frecuencia</b>	<b>Comentarios</b>
Manual Usuario	Jefe de Proyecto	Coordinador Lider. Gerente General	Escrito	Informe de Manual de Usuario.	Sexta Fase del Proyecto	

Nota:

Primera fase = Ingeniería de Detalle

Segunda Fase= Procura

Tercera fase =Construcción

Cuarta Fase= Acreditación

Quinta fase = Pruebas

Sexta Fase= Comisionamiento y Puesta en Marcha

## *Sección 2.05 RRHH*

### **(a) DESCRIPCIÓN DEL ROL**

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA		
<b>Preparado por:</b>	Carlos Chacon Avendaño Jefe de Proyecto		
<b>Fecha:</b>	11 de Noviembre del 2012		
<b>Nombre del Rol: Jefe de Analistas</b>			
<b>Responsabilidades</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preparar las estimaciones.</li> <li>• Preparar el cronograma.</li> <li>• Generar los requerimientos de hardware.</li> <li>• Generar de los requerimientos de software.</li> <li>• Asignar recursos a las actividades.</li> <li>• Aprobar las estimaciones.</li> <li>• Aprobar el cronograma.</li> <li>• Aprobar las especificaciones funcionales y de interfaz.</li> <li>• Aprobar el Modelo de datos.</li> <li>• Probar la calidad.</li> <li>• Probar el stress del sistema</li> <li>• Revisar los requerimientos.</li> <li>• Desarrollar el Ocean Freight Rate.</li> <li>• Desarrollar el Rate by Location.</li> <li>• Desarrollar el Intermodal Rate.</li> <li>• Desarrollar el Ports Group.</li> <li>• Desarrollar el Equipment Types Group.</li> <li>• Desarrollar el Areas &amp; Sub-Areas.</li> <li>• Desarrollar el Web Service.</li> </ul>			
<b>Competencias</b>			
<b>Capacidades::</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proactivo.</li> <li>• Trabajo bajo presión.</li> <li>• Resistencia al stress</li> </ul>			
<b>Conocimiento:</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingeniería de sistema.</li> <li>• Ingeniería de requerimientos</li> <li>• Normas ISO</li> <li>• Estándares IEEE.</li> <li>• Estándares de Calidad</li> <li>• CMMI</li> <li>• Técnicas de estimación de costos, presupuestos y fondos operacionales.</li> <li>• Gerencia de proyectos basado en PMBOK</li> </ul>			
<b>Habilidades</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5 años de experiencia en ingeniería de sistemas y requerimientos</li> <li>• 3 años de experiencia en gerencia de proyectos.</li> <li>• 1 año de experiencia en manejo de calidad.</li> <li>• 2 años de experiencia como analista de sistemas.</li> <li>• Manejo de conflictos.</li> <li>• Liderazgo y líneas de poder en la región</li> </ul>			
<b>Autoridad</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gerente de Desarrollo</li> </ul>			
<b>Número Estimado</b>	<b>Fecha inicio</b>	<b>Fecha de retiro</b>	<b>Tiempo requerido</b>
1	01/01/2013	09/05/2014	Tiempo parcial, 4 horas diarias, 3 días por semana

## *Sección 2.06 CALIDAD*

### *(a) PLAN DE GESTIÓN DE CALIDAD*

## Plan de Gestión de la Calidad

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
<b>Preparado por:</b>	Javier Zapata, Jefe de Calidad
<b>Fecha:</b>	31 de Octubre del 2011

### Descripción del Sistema de Calidad del Proyecto:

#### ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



#### ROLES Y RESPONSABILIDADES

##### *Jefe de Proyecto:*

Es el responsable de la elaboración del Plan de Gestión de Calidad y de las aprobaciones del aseguramiento y control de calidad.

##### *Analista Líder:*

Es el responsable de:

- Plantear que estándares de calidad de la empresa serán utilizados:
  - Estándares de documentación funcional.
  - Estándares de programación.
  - Estándares de base de datos.
  - Estándares para los manuales (instalación, de usuario, técnico y de arquitectura).
- Identificar los requerimientos del usuario.
- Plantear los objetivos de calidad.
- Plantear los costos de calidad.
- Plantear los tiempos de calidad.
- Plantear los recursos necesarios para la calidad.
- Identificar las lecciones aprendidas de los proyectos similares.

##### *Programador:*

Responsable de cumplir con las normas de calidad y los estándares definidos para el proyecto.

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
<b>Preparado por:</b>	Javier Zapata, Jefe de Calidad
<b>Fecha:</b>	31 de Octubre del 2011

*Analista de QA:*

Es el responsable de:

- Realizar el control de la calidad de los entregables de fase desarrollo del proyecto.
- Realizar pruebas del sistema.
- Gestionar la corrección de los errores encontrados en las pruebas.
- Auditorias de pruebas de calidad.
- Análisis de las métricas de calidad.

*Coordinador Líder del Proyecto:*

- Verificar que las especificaciones funcionales, de interfaz y técnicas cumplan con los requerimientos presentados.
- Verificar que todos los requerimientos solicitados sean cumplidos.

#### **PROCEDIMIENTOS**

*Planificación de la calidad.*

El Analista Líder y el Analista de QA asesoraran para la formulación del Plan de Calidad del proyecto.

*Procedimiento de Aseguramiento de la calidad.*

Normas y estándares definidos por la empresa.

*Procedimiento de Control de Calidad.*

Criterios de aceptación o devolución de los entregables en función del control realizado.

Gestión de la corrección de los entregables que no estén conformes.

#### **PROCESOS**

Levantamiento de información.

Especificaciones funcionales, de interfaz y técnicas.

Modelamiento de datos.

Desarrollo del sistema.

Pruebas del sistema.

Capacitación.

Implantación del sistema.

Verificación del contrato de alquiler de equipos.

#### **RECURSOS**

Jefe del Proyecto.

Analista Líder.

Analista QA.

Programadores.

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO. DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
<b>Preparado por:</b>	Javier Zapata, Jefe de Calidad
<b>Fecha:</b>	31 de Octubre del 2011

**Aspectos de la Gestión de Calidad del Proyecto:**

**CONTROL DE CALIDAD**

Es responsabilidad del Analista de QA el control de calidad de todo el desarrollo del aplicativo. Se encargará de realizar las pruebas del sistema y gestionar las correcciones de los errores encontrados en las pruebas.

El Coordinador Líder del Proyecto tiene la responsabilidad de realizar el control de calidad de las especificaciones funcionales, de interfaz y técnicas del sistema, así como del producto final desarrollado.

**ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD**

Es responsabilidad del Analista Líder ejecutar el aseguramiento de calidad de todo el proyecto, se encargará de que se cumpla con las normas y estándares de calidad definidas en el proyecto. Informa al jefe de proyecto sobre los acuerdos de calidad.

El programador tiene la responsabilidad de cumplir con las normas y estándares de calidad definidos para el proyecto.

**MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD**

Se establecen herramientas de supervisión de calidad, la herramienta que usaremos es Diagramas de flujo. Se propondrán mejoras continuas de acuerdo se va avanzando el proyecto.

La supervisión de la calidad se dará mediante reuniones semanales con equipo de proyecto.

## *Sección 2.07 RIESGO*

### *(a) ANALISIS DE FODA*

## IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS – ANÁLISIS FODA

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
<b>Preparado por:</b>	Carlos Chacon Avendaño Jefe de Proyecto
<b>Fecha:</b>	11 de Noviembre del 2012
<b>Fortalezas:</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. El equipo del proyecto está comprometido totalmente con la realización del proyecto.</li><li>2. La continuidad del equipo del proyecto está asegurada durante toda la realización del proyecto.</li><li>3. El financiamiento del proyecto está completamente asegurado para su ejecución.</li><li>4. El equipo del proyecto tiene una reconocida experiencia y conocimiento.</li><li>5. El equipo del proyecto cuenta con experiencia en las tecnologías de información requeridas por el cliente.</li><li>6. Se está planeando con bastante tiempo de anticipación y siguiendo las recomendación del PMI.</li><li>7. Se cuenta con un grato ambiente de trabajo.</li><li>8. Se cuenta con excelentes canales de comunicación con los clientes.</li></ol>
<b>Debilidades:</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. El equipo de proyecto no cuenta con políticas de seguridad de la información claramente definida o estandarizada.</li><li>2. El equipo de proyecto no tiene mucha experiencia en el desarrollo de Instalaciones Superficiales.</li><li>3. Falta de línea de carrera para el desarrollo profesional dentro de la compañía.</li></ol>
<b>Oportunidades:</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Adquisición de experiencia y competencias en desarrollo de la EPCM (Ingeniería, procura y gerenciamiento de Construcción).</li></ol>
<b>Amenazas:</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Los proveedores no cumplan con lo establecido en los contratos de servicios.</li><li>2. Cambios en el alcance de la producción que obedezcan a cambios en la estrategia empresarial del Cliente.</li></ol>

*(b)* PLAN DE GESTION DE  
RIESGO

## PLAN DE GESTIÓN DEL RIESGO

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA	
<b>Preparado por:</b>	Carlos Chacon Avendaño Jefe de Proyecto	
<b>Fecha:</b>	11 de Noviembre del 2012	
<b>Descripción de la metodología de gestión del riesgo a ser usada:</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tormentas de ideas</li> <li>• Analisis FODA</li> <li>• Estructura de desglose riesgo</li> <li>• Matriz de probabilidad e impacto</li> <li>• Definición de escalas de impacto para los objetivos del proyecto</li> <li>• Información histórica de otros proyectos.</li> </ul>		
<b>Roles y responsabilidades</b>		
<b>Rol</b>	<b>Responsabilidades</b>	<b>Miembro(s) del equipo</b>
Gerente de Riesgos	Responsable del Plan de Gestión del Riesgo Detener temporalmente el proyecto para evitar el agotamiento del tiempo y reiniciarlo cuando se aclaren las especificaciones.	María Fernanda Ramírez
Analista de riesgos	Analizar cuantitativamente y cualitativamente los riesgos	Rafael Gómez
Coordinador de riesgos	Comunicación con el personal del cliente involucrado en la entrega de las especificaciones de construcción.	Christian Álvarez
Inspección de Equipos	Inspección, evaluación y recomendaciones de equipos mecánicos, eléctricos e instrumentación.	Micaela Pérez
<b>Presupuesto:</b> Se destina \$ 91 096.33 para los riesgos		
<b>Frecuencia:</b> Los riesgos y su análisis se realizarán semanalmente en la reunión de riesgos, donde se informa el rendimiento del trabajo y la situación de los riesgos actualizado con su respectivo plan de contingencia y soluciones alternativas		

## **(c) REGISTRO DE RIESGO**

## REGISTRO DE LOS RIESGOS DEL PROYECTO

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
<b>Preparado por:</b>	Carlos Chacon Avendaño Jefe de Proyecto
<b>Fecha:</b>	11 de Noviembre del 2012
<b>Riesgos técnicos:</b>	Agotamiento de capacidades de equipos para desarrollo e implantación equipos mecánicos, eléctricos e instrumentación: <ol style="list-style-type: none"><li>1. Pérdida de continuidad de operación de los recursos tecnológicos asignados al proyecto: grúa, camioneta, personal, etc.</li><li>2. Bajo rendimiento de los obreros.</li><li>3. Retrasos en el cumplimiento de las entregas de los frentes de trabajo.</li><li>4. Incompatibilidad entre el hardware (PLC) que posee el cliente y el requerido por el Sistema.</li></ol>
<b>Riesgos de gestión:</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Retraso del cliente en entrega de especificaciones o falta de claridad en las mismas.</li></ol>
<b>Riesgos organizacionales:</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Cambio de la alta dirección del Cliente que pudiera retirar el apoyo al proyecto.</li><li>2. Cambios en el alcance del sistema que obedezcan a cambios en la estrategia empresarial del Cliente.</li><li>3. Retraso del cliente en entrega de especificaciones o falta de claridad en las mismas.</li><li>4. Movimiento del personal involucrado en el proyecto.</li><li>5. Falta de recursos humanos adecuados para el equipo de desarrollo.</li><li>6. Aumento de la cantidad de usuarios identificados inicialmente para el uso del sistema.</li></ol>
<b>Riesgos externos</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Los proveedores no cumplan con lo establecido en los contratos de servicios (hardware).</li><li>2. Resistencia al cambio en la capacitación y/o implantación del sistema.</li><li>3. Enfermedad prolongada de algún miembro del equipo del proyecto.</li><li>4. Rotación de personal.</li></ol>

## *Sección 2.08 ADQUISICIÓN*

### **(a) ENUNCIADO DEL TRABAJO A CONTRATAR**

## ENUNCIADO DEL TRABAJO A CONTRATAR

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA																									
<b>Preparado por:</b>	Carlos Chacon Avendaño Jefe de Proyecto																									
<b>Fecha:</b>	11 de Noviembre del 2012																									
<b>Identificador del entregable</b>	1.3.5																									
<b>Nombre del entregable</b>	Comisionamiento y Puesta en Marcha																									
<b>Alcance del entregable</b>	Pre-Comisionamiento, Comisionamiento y puesta en Marcha de equipos mecánicos, eléctricos e instrumentación.																									
<b>Duración estimada</b>	7 días																									
<b>Fecha de inicio</b>	02/06/2014																									
<b>Fecha de término</b>	10/06/2014																									
<b>Criterios de aceptación</b>	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 60%;">Empresa</td> <td style="width: 35%; text-align: right;">Peso</td> </tr> <tr> <td>• Especialidad y experiencia:</td> <td style="text-align: right;">05%</td> </tr> <tr> <td>• Soporte Local:</td> <td style="text-align: right;">05%</td> </tr> <tr> <td>• Metodología de implantación:</td> <td style="text-align: right;">05%</td> </tr> <tr> <td> RRHH</td> <td style="text-align: right;"> Puntaje</td> </tr> <tr> <td>• Personal calificado:</td> <td style="text-align: right;">20%</td> </tr> <tr> <td> Producto</td> <td style="text-align: right;"> Puntaje</td> </tr> <tr> <td>• Tiempo de respuesta:</td> <td style="text-align: right;">10%</td> </tr> <tr> <td>• Tiempo de implementación:</td> <td style="text-align: right;">10%</td> </tr> <tr> <td>• Plataforma de comunicaciones:</td> <td style="text-align: right;">10%</td> </tr> <tr> <td> Económico</td> <td style="text-align: right;"> Puntaje</td> </tr> <tr> <td>• Costo del servicio:</td> <td style="text-align: right;">35%</td> </tr> </table>		Empresa	Peso	• Especialidad y experiencia:	05%	• Soporte Local:	05%	• Metodología de implantación:	05%	 RRHH	 Puntaje	• Personal calificado:	20%	 Producto	 Puntaje	• Tiempo de respuesta:	10%	• Tiempo de implementación:	10%	• Plataforma de comunicaciones:	10%	 Económico	 Puntaje	• Costo del servicio:	35%
Empresa	Peso																									
• Especialidad y experiencia:	05%																									
• Soporte Local:	05%																									
• Metodología de implantación:	05%																									
 RRHH	 Puntaje																									
• Personal calificado:	20%																									
 Producto	 Puntaje																									
• Tiempo de respuesta:	10%																									
• Tiempo de implementación:	10%																									
• Plataforma de comunicaciones:	10%																									
 Económico	 Puntaje																									
• Costo del servicio:	35%																									

## **Artículo III. EJECUCION**

### *Sección 3.01 CALIDAD*

#### **(a) ACCIONES CORRECTIVAS**

#### **RECOMENDADAS**

### Acciones correctivas recomendadas

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
<b>Preparado por:</b>	<b>Carlos Chacon</b>
<b>Fecha:</b>	<b>11 de noviembre 2012</b>
El contrato incluya no mantenimiento de post implementación para asegurar la funcionalidad del producto.	
Asignar un responsable de mantener la información del proyecto actualizada y centralizada.	
Establecer reuniones permanentes con el proveedor para revisiones de los informes de rendimientos y hacer posibles observaciones.	
Utilizar los tiempos de holgura definidos en el proyecto para cubrir los retrasos en el cronograma evitando sobre tiempo en el horario de trabajo.	

**Artículo IV. SEGUIMIENTO Y  
CONTROL**

*Sección 4.01 CALIDAD*

**(a) ACCIONES PREVENTIVAS  
RECOMENDADAS**

### Acciones preventivas recomendadas

<b>Nombre del Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
<b>Preparado por:</b>	<b>Carlos Chacon Avendaño</b>
<b>Fecha:</b>	<b>11 de noviembre del 2012</b>
Establecer un procedimiento para manejo y gestión de documentos confidenciales (incluye destrucción y archivo)	
Desarrollar un plan de entrenamiento y capacitación para el equipo del proyecto.	
Considerar un ambiente especial para pruebas.	
Los canales de comunicación deben ser difundidos entre el equipo del proyecto y los stakeholders para evitar retrasos en la ejecución del proyecto.	
Que los requerimientos estén bien definidos.	

## **Artículo V. CIERRE**

### *Sección 5.01 INTEGRACIÓN*

#### **(a) ACTA DE ACEPTACION**

#### **FJNAL DEL PROYECTO**

## ACTA DE ACEPTACIÓN DEL ENTREGABLE

<b>Proyecto:</b>	CÁLCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE 1834 BARRILES POR DÍA
<b>Cliente:</b>	
<b>Fecha:</b>	<i>11 de Noviembre del 2012</i>

Participantes:

**Cliente: Gerente General**

**Proyecto: Jefe del Proyecto**

---

Por medio de la presente acta, se deja constancia que el Entregable ha sido concluido satisfactoriamente y se encuentra totalmente operativo, cumpliendo con todos los requerimientos especificados.

---

**Firma del Cliente**

---

**Firma del Gerente de Proyecto**