



ESPE
ESCUELA POLITECNICA DEL EJERCITO
CAMINO A LA EXCELENCIA

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO
SEDE LATACUNGA

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
E INSTRUMENTACIÓN

**ANÁLISIS Y ELABORACIÓN DE LAS CARTAS DE SEGURIDAD (CAUSA -
EFECTO) DE ACUERDO A LA PRÁCTICA RECOMENDADA 14C DE API PARA
LOS PROCESOS INDUSTRIALES**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA EN ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN**

SANDOVAL MORENO MARY JANETH

Latacunga, Abril del 2007

CERTIFICACIÓN

Se certifica que el presente trabajo fue desarrollado por la señorita Sandoval Moreno Mary Janeth, bajo nuestra supervisión.

Ing. José M. Rodríguez
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Marcelo Silva
CO DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

A Dios, quien sabe de las tristezas que afligen mi vida y me ha dado el consuelo, la fuerza para seguir adelante.

A mis Padres, por su apoyo incondicional.

A mi Hermano, por lo que ahora él es conmigo.

A mis amigos, por brindarme momentos inolvidables.

A mis maestros y a la Escuela Politécnica del Ejército Latacunga, por sus enseñanzas.

A la empresa INCOPRO, por realizar el sueño de trabajar en una petrolera.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mis padres quienes confían siempre en mí, por el sacrificio entregado día a día para darme lo más importante la educación profesional.

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera las plantas de producción de gas y crudo están conformadas por varios equipos como: tanques de almacenamiento, separadores, bombas de transferencia, compresores, calentadores, intercambiadores; los cuales para una operación segura y confiable requieren de la instalación de dispositivos de seguridad utilizados por determinada variable física (presión, temperatura, nivel, flujo), puesto que eventos indeseables pueden conducir a una liberación de hidrocarburos y gases pudiendo resultar en fuego.

El tema del presente proyecto de tesis responde a satisfacer la necesidad de tener una documentación fidedigna en la cual refleje los dispositivos de seguridad asociados a los equipos y las acciones que estos causan en los procesos al presentarse condiciones operacionales anormales e inseguras como: sobrepresión, fuga de gas, sobreflujo, bajapresión, exceso de temperatura, bajo nivel, etc; lo cual asocian un peligro inherente a la instalación, al personal, equipos y medio ambiente.

La función clásica del Ingeniero Electrónico ya no es sólo el proceso, sino también la seguridad, medio ambiente, salud ocupacional e incluso hasta el desarrollo de programas de mantenimiento con la finalidad de conservar un proceso continuo libre de accidentes y fallas en los equipos, pero como lograr esto, si para muchas industrias "la producción es primero".

La industria necesita ingenieros con un enfoque hacia la seguridad y medio ambiente debido a las cada vez más estrictas normas que se están emitiendo en este ámbito; sin embargo, en la elaboración de los programas de estudios universitarios se debe involucrar al sector industrial que es el "cliente principal", por esto es necesario e indispensable el incluir disciplinas actuales que permitan su aplicación tanto a las actividades básicas del Ingeniero Electrónico como a la seguridad de los procesos.

Para un mejor entendimiento el proyecto está dividido en cuatro capítulos que se describen a continuación:

En el capítulo I se identifican los procesos existentes en la producción de gas y crudo en la región amazónica del Ecuador, también se realiza un estudio de la instrumentación utilizada en los diferentes sistemas, la “Práctica Recomendada” 14C de API y las técnicas para la detección de riesgos.

En el capítulo II se detalla el aporte al proyecto como es el análisis de seguridad de los equipos para la selección de los respectivos dispositivos de seguridad y la elaboración de las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto).

En el capítulo III se presentan los resultados obtenidos y las pruebas experimentales a los que fueron sometidas las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto) para confirmar la fidelidad de la documentación elaborada.

Por último en el capítulo IV se exponen las conclusiones y recomendaciones obtenidas luego de haber realizado el proyecto.

CONTENIDO

CAPITULO I FUNDAMENTOS GENERALES

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	- 1 -
1.2 PLANTAS DE PROCESOS.....	- 2 -
1.2.1 CONCEPTOS BÁSICOS.....	- 2 -
1.2.2 COMPONENTES DE PROCESOS.....	- 4 -
1.2.3 PROCESOS INDUSTRIALES.....	- 9 -
1.3 INSTRUMENTACIÓN.....	- 14 -
1.3.1 GENERALIDADES.....	- 14 -
1.3.2 FUNCIONES DE LA INSTRUMENTACIÓN.....	- 14 -
1.3.3 CLASES DE INSTRUMENTOS.....	- 16 -
1.3.4 SISTEMAS DE CONTROL	- 19 -
1.4 FUNDAMENTOS DEL 14C DE API.....	- 23 -
1.4.1 INTRODUCCIÓN.....	- 23 -
1.4.2 IDENTIFICACIÓN Y SÍMBOLOS DE DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD	
1.4.3 PREMISAS PARA ANÁLISIS Y DISEÑO	- 26 -
1.5 ANÁLISIS DE RIESGOS.....	- 28 -
1.5.1 TÉCNICAS DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS.....	- 29 -
1.5.2 APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA.....	- 41 -

CAPITULO II ANÁLISIS Y ELABORACIÓN DE LAS CARTAS DE SEGURIDAD (CAUSA-EFECTO)

2.1 METODOLOGÍA.....	- 44 -
2.2 ESQUEMAS DE LOS PROCESOS INDUSTRIALES.....	- 44 -
2.3 TABLAS DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD.....	- 52 -
2.4 SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD.....	- 57 -
2.5 ELABORACIÓN DE LAS CARTAS DE SEGURIDAD (CAUSA-EFECTO) -	65-

CAPITULO III PRUEBAS EXPERIMENTALES Y ANALISIS DE RESULTADOS

3.1 PRUEBAS DE LAS CARTAS DE SEGURIDAD (CAUSA-EFECTO).....	- 95 -
3.1.1 CORRESPONDENCIA CON LOS DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID's.....	- 95 -
3.1.2 VERIFICACIÓN EN EL PROGRAMA DEL SISTEMA DE SEGURIDAD BASADO EN EL PLC 5 DE ALLEN BRADLEY.....	- 96 -
3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PLANTAS DE PROCESOS.....	- 97 -

CAPITULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES.....	- 99 -
4.2 RECOMENDACIONES.....	- 101 -

ANEXOS

- A) GLOSARIO DE TÉRMINOS.
- B) SÍMBOLOS Y NOMENCLATURA PARA INSTRUMENTOS
- C) EJEMPLOS DE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PARA PROCESOS INDUSTRIALES.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS GENERALES

1.1.- DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La utilización de nuevas tecnologías en la industria permitió un impresionante desarrollo, nuevas plantas de producción y nuevos productos son factibles de producir, gracias a la ayuda de la electrónica, la instrumentación y sistemas de control en los procesos industriales.

La construcción de estas plantas y la producción de nuevos productos algunos difíciles de producir y los exigentes índices de calidad incrementaron el riesgo operativo, la producción de desechos industriales y nuevos impactos ambientales; definen los siguientes problemas:

- No tienen un diagrama que refleje la seguridad asociada a los equipos de un determinado proceso o sistema.
- No existe material didáctico para la operación segura y programas de mantenimiento con la finalidad de conservar un proceso continuo.
- Desconocimiento de normas, estándares, prácticas recomendadas que se utilizan para diseñar un proceso seguro.
- No se involucra una técnica de detección de peligros (evento no deseado) asociado a un proceso.

- En algunas de las industrias no existen políticas enfocadas al desarrollo de estadísticas de fallas de componentes, dispositivos o equipos; para obtener datos que realmente sean representativos tanto del proceso como de las fallas que existen en él.

En el funcionamiento de cualquier proceso es necesario involucrar el monitoreo y control del mismo, para de esta manera asegurar la detección de cualquier anomalía que se presente y mantener rangos normales de operación; como también es vital e imprescindible un sistema de seguridad con el fin de proteger al personal, a los equipos y garantizar su correcta operación libre de eventos indeseables en la producción de gas y crudo.

1.2.- PLANTAS DE PROCESOS ⁽¹⁾

Se llama planta de proceso al lugar en el que se desarrollan diversas operaciones industriales, entre ellas operaciones unitarias, con el fin de transformar, adecuar o tratar alguna materia prima en particular a fin de obtener productos de mayor valor agregado.

Todas las plantas de proceso requieren para operar, además de equipos sofisticados, instrumentos, materia prima y recurso humano; recursos energéticos, agua, e insumos.

1.2.1.- CONCEPTOS BÁSICOS

PETRÓLEO ⁽²⁾

El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se le denomina hidrocarburo. La palabra petróleo, proviene de las voces latinas *petra* y *oleum*, que significan piedra y aceite.

⁽¹⁾ http://es.wikipedia.org/wiki/Planta_de_proceso

⁽²⁾ <http://www.monografias.com/trabajos5/petroleo/petroleo.shtml>

El petróleo está almacenado en la Tierra en capas o estratos de roca porosa, tal como la piedra caliza o la arsenisca, o en capas de arena o sobre una capa impermeable. Cuando estos estratos se encuentran cubiertos con rocas más duras, tenemos un campo petrolífero ideal.

El hidrocarburo puede estar en estado líquido o en estado gaseoso. En el primer caso es un aceite al que también se le dice crudo. En el segundo se le conoce como gas natural. Según la teoría más aceptada, el origen del petróleo y del gas natural es de tipo orgánico y sedimentario.

Esa teoría enseña que el petróleo es el resultado de un complejo proceso físico-químico en el interior de la tierra, en el que, debido a la presión y las altas temperaturas, se produce la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que se convierten en aceite y gas.

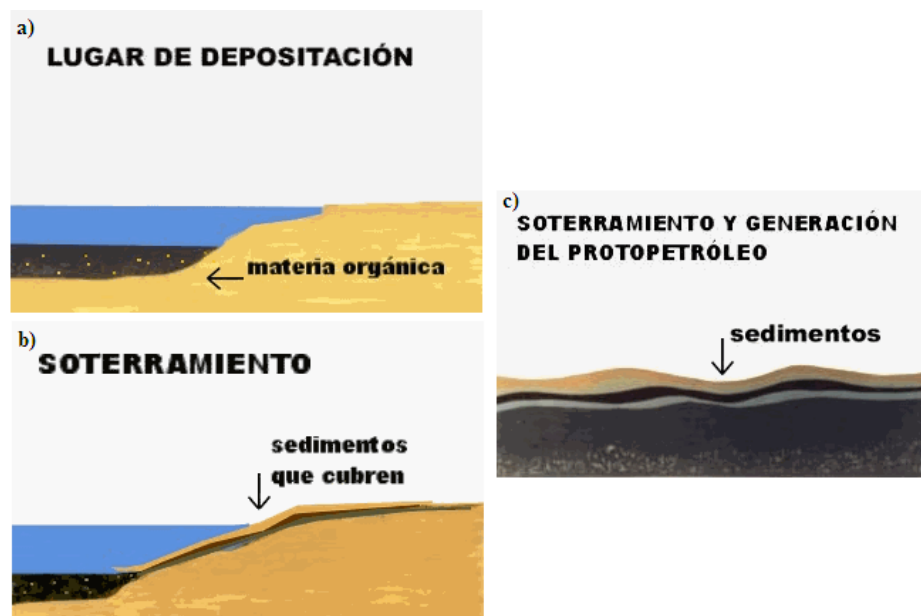


Figura 1.1.- Origen del petróleo según la teoría de Engler

En la figura 1.1: a) El petróleo se habría originado por la depositación de minúsculos animales y sustancias vegetales que se fueron acumulando en el fondo lacustre y marino. b) Ante el paso del tiempo la materia orgánica se descompone y va quedando en profundidad por los sedimentos que la van cubriendo. c) Los factores de presión, temperatura y procesos químicos y físicos, ayudados por la carencia de oxígeno, posibilitaron la formación de petróleo líquido y del gas.

PROCESO ⁽³⁾

El proceso, es la facilidad de producción donde se producen cambios físicos y/o químicos de la materia y/o conversión de energía, como por ejemplo: calentamiento, separación, mezcla, destilación, evaporación, refinación, llenado y vaciado de productos, y otros.

Un proceso usualmente tiene muchas características o parámetros. Es práctica común en la industria, monitorear algunos parámetros del proceso como: presión, humedad, espesor, nivel, viscosidad, velocidad, etc.

1.2.2.- COMPONENTES DE PROCESOS ⁽⁴⁾

SISTEMA DE SEPARACIÓN

El objetivo de este sistema es la separación inicial de las diferentes fases (hidrocarburo líquido y gas, agua) que llegan a la unidad de separación, a través de las líneas de flujo, procedente de los pozos. Los equipos son los siguientes:

- Trampas de rascadores
- Intercambiadores y/o aerofriadores
- Separadores

SISTEMA DE TRATAMIENTO Y ESTABILIZACIÓN DE CRUDO

El objetivo de esta etapa es la desalación y la estabilización del crudo una vez que se ha eliminado el agua. El sistema consta de los siguientes equipos:

- Desalador/coalescedor
- Bomba de circulación de agua del desalador
- Calentador de agua del desalador
- Columna estabilizadora
- Rehervidor de la columna estabilizadora

⁽³⁾ http://enes.explicatus.org/wiki/Industrial_process

⁽⁴⁾ ESPECIFICACIÓN GENERAL TÉCNICA (PI-SUP-52REV1-SISTEMAS DE EMERGENCIA)

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y ENVÍO DE CRUDO

Este sistema está dividido en almacenamiento y envío de crudo producto, constituido por:

- Tanques de almacenamiento de crudo
- Bombas de exportación de crudo

TANQUES CORTADORES

Son utilizados para extraer la mayor cantidad de aceite contenida en el agua. Este sistema está constituido por:

- Tanque(s) cortador(es)
- Tanque despumador
- Tanques pulmón de agua y crudo
- Bombas de inyección de agua
- Bombas de envío de crudo a tratamiento

SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS

En este sistema el gas proveniente de los separadores fluye hacia los compresores para luego ser almacenado y utilizado como combustible para generación eléctrica y el exceso es enviado hacia la Tea en caso de manejar altas presiones. Este sistema está constituido por:

- Separadores de gota aspiración / impulsión
- Compresores
- Aeroenfriadores

SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE GAS

Existen varios sistemas de tratamiento de gases con objeto de ponerlo en condiciones de transporte, venta o inyección:

- Disminución del punto de rocío de hidrocarburos y de agua en el gas, constituido principalmente por las siguientes unidades:
 - Unidad de glicol
 - Separación por baja temperatura

- Eliminación de CO₂ y SH₂, constituido por:
 - Unidad de amina

- Eliminación de ligeros, constituido por:
 - Turboexpander
 - Recuperación de LPG (Gas Licuado de Petróleo)

SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

Los sistemas de inyección de químicos deben almacenar, distribuir e inyectar los productos químicos en el proceso. Los posibles paquetes de inyección de químicos son: secuestrante de oxígeno, hipoclorito, antiespumante, inhibidor de corrosión, inhibidor de hidratos, etc. Estos sistemas están formados habitualmente por:

- El tanque de almacenamiento de químicos
- Bombas de inyección

SISTEMA TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA

Este sistema tiene como objetivo recoger y tratar el agua procedente de los separadores de proceso y de los desaladores y demás equipos para acondicionarla de forma que se pueda reinyectar en los pozos, almacenarla en tanques o en balsas de evaporación o evacuarla al ambiente. Generalmente este sistema lo componen:

- Separadores ciclónicos, placas o API
- Planta de tratamiento (DAF/IAF) ⁽⁵⁾

SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE

Este sistema debe suministrar gas combustible sobrecalentado a la presión necesaria para los consumidores y consta de:

- Separadores
- Intercambiadores de calor
- Filtros

⁽⁵⁾ Sistemas de flotación: - Por aire inducido (IAF) - Por aire disuelto (DAF)

SISTEMA DE AIRE A PRESIÓN

Este sistema debe suministrar aire de una calidad definida a una presión determinada a los consumidores de aire de instrumentos o aire de planta. Los equipos que forman este sistema son:

- Compresor de aire
- Depósito pulmón de aire húmedo
- Unidad de secado de aire
- Depósito pulmón de aire de instrumentos

SISTEMA DE ACEITE TÉRMICO

El sistema de aceite térmico debe suministrar el calor necesario en el proceso y en los servicios auxiliares. El calor es transferido al proceso mediante un fluido térmico en circuito cerrado. El sistema está formado normalmente por:

- Horno de calentamiento con soplante de aire
- Bombas de circulación
- Recipientes de expansión

SISTEMA DE ANTORCHA

Los sistemas de antorcha tienen como objetivo permitir deshacerse de forma segura de los gases y líquidos producidos en caso de emergencia o fallo en el proceso. Estos sistemas suelen estar constituidos por:

- Sistema de antorcha de alta presión
- Sistema de antorcha de baja presión

Los equipos que componen dichos sistemas son en general:

- Colectores de antorcha
- Separador de antorcha
- Antorcha (fuste, quemadores y sistema de encendido)
- Bombas de condensados

SISTEMA DE DRENAJES

En este sistema se recoge todos los drenajes de los equipos de la planta que contienen fluidos contaminantes como son entre otros: drenajes de las bombas de transferencia de crudo, bombas de inyección de agua de formación, drenajes de aceite térmico, drenajes de los recipientes de tratamiento de crudo, drenajes de condensados. Estos son fluidos compuestos por crudo y como tal deben ser reprocesados, para lo cual consta de:

- Recipiente cerrado
- Tanque de drenaje
- Separador API o drenaje abierto
- Bombas

SISTEMA DE POZOS DE PRODUCCIÓN

Estos sistemas están formados por los pozos que tienen líneas independientes de producción. Los equipos adoptados en pozos son: equipo de cabeza de pozo y líneas de flujo hasta las unidades de separación.

SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

El sistema de inyección de agua debe enviar el agua a alta presión para inyectarla en el yacimiento con objeto de mantener la presión del mismo o simplemente para deshacerse del agua producida en pozos sumideros. El sistema está formado por:

- Tanques
- Bombas
- Líneas de inyección hasta los pozos

1.2.3.- PROCESOS INDUSTRIALES ⁽⁶⁾

En la siguiente figura se muestra un esquema de procesos en la industria petrolera:

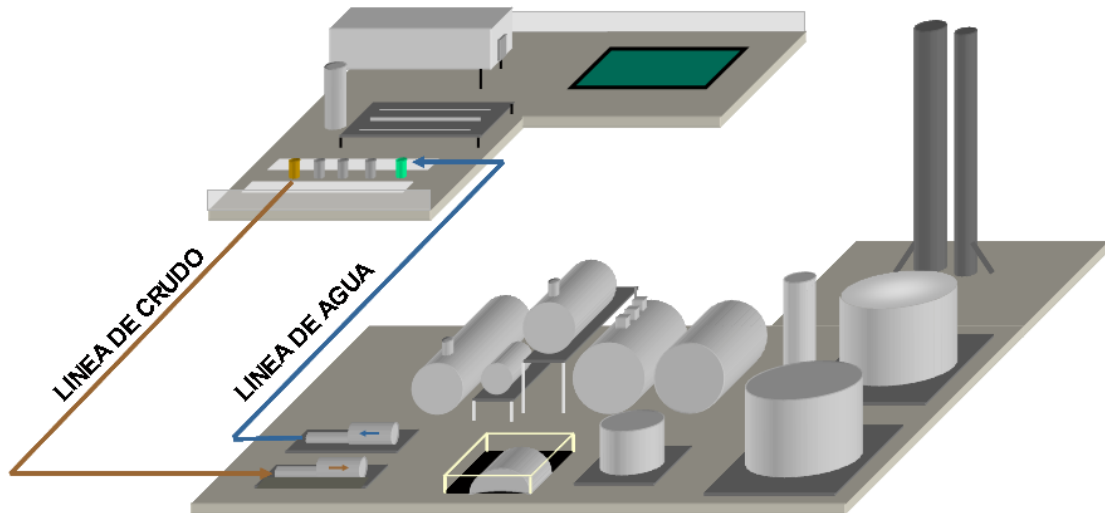


Figura 1.2.- Planta de tratamiento de crudo

SEPARACIÓN DE AGUA

Para este proceso se utiliza separadores trifásicos que permiten separar gas, crudo y agua. En estos equipos se separa aproximadamente el 80% del agua que llega desde los diferentes pozos.

El fluido ingresa al separador y choca con una placa deflectora. Todo el líquido y gas trataran de separarse en esta sección. Si el agua y el crudo no están emulsionados, el agua caerá al fondo del recipiente y el crudo se depositará sobre el agua, el gas fluirá hacia la salida de gas en la parte superior.

El gas suele arrastrar gotas de agua y crudo hacia su salida, para evitar que crudo y vapor condensado salgan junto al gas se instalan dentro de estos separadores placas coalescentes y mallas de alambre, sin embargo a veces no se logra una total separación de las gotas de líquido por lo que es recomendable realizar la inyección de químico antiespumante.

⁽⁶⁾ STEWART Maurice & ARNOLD Ken, "Surface Production Operations"

El agua es evacuada por la parte inferior del recipiente y el crudo es recogido en un canal que tiene su salida por la parte intermedia del separador. Adicionalmente estos separadores tienen un sistema de SAND JET que permite realizar limpiezas internas para eliminar la acumulación de arenas y sólidos en el fondo del recipiente.

El gas liberado en este equipo es utilizado como combustible para los generadores de energía eléctrica (Ejemplo: generadores Waukesha), y el gas remanente es quemado en la tea. El agua separada del crudo es conducida hacia el depurador de agua y luego almacenada en tanques.

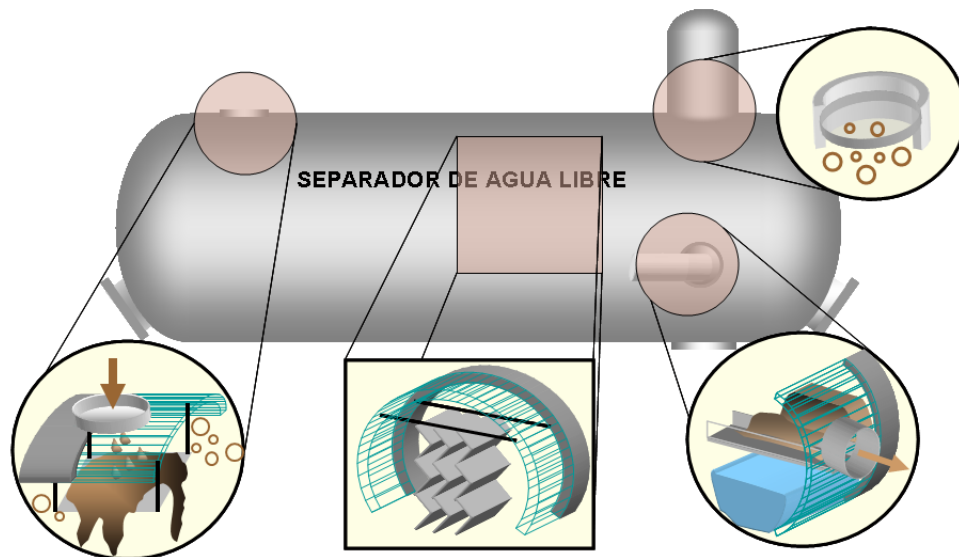


Figura 1.3.- Proceso de separación de agua

INTERCAMBIO DE CALOR

En este proceso se eleva la temperatura de la mezcla agua-crudo que ha salido de los separadores de agua. El incremento de temperatura produce una reducción de viscosidad en el crudo, lo que facilita la separación del agua tanto en los separadores de producción como en las deshidratadoras.

Es importante indicar que la temperatura de salida de crudo no debe exceder los 212 °F (100 °C) para evitar el arrastre de vapor de agua con el gas que se libera tanto en los separadores de producción como en las botas de gas.

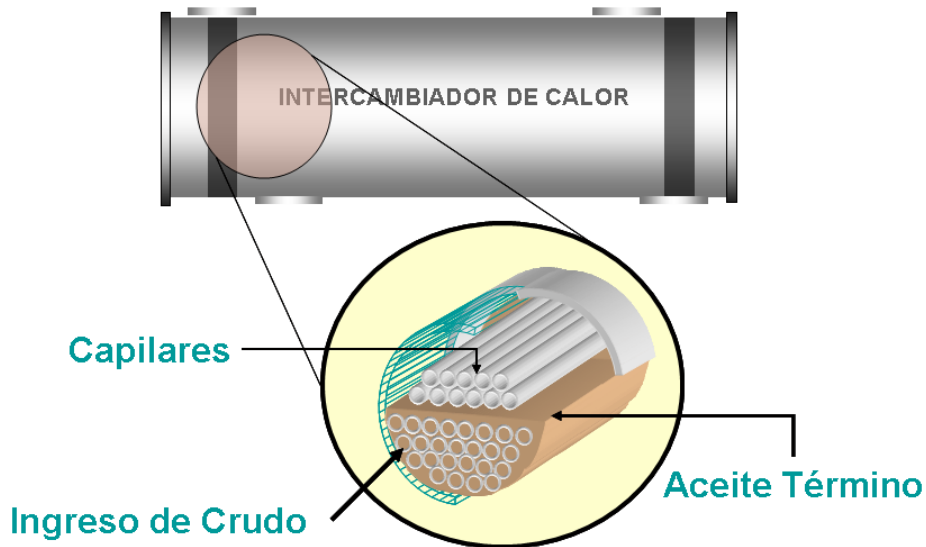


Figura 1.4.- Proceso de intercambio de calor

SEPARACION DE PRODUCCIÓN

Los separadores de producción trabajan con el mismo principio que los separadores de agua libre. Estos separadores se ubican después de los intercambiadores de calor y su función es continuar separando el agua y el gas de la fase del petróleo, pero con ayuda de la temperatura ganada en los intercambiadores, es decir, en ellos se produce una separación termoquímica.

La diferencia entre los separadores de agua y separadores de producción es que estos tienen dos compartimentos que están separados por una compuerta. El crudo se almacena en el segundo compartimento pasando por rebosamiento sobre la compuerta. El agua se almacena en el primer compartimento. La carga líquida que sale de este equipo con dirección al deshidratador electrostático aproximadamente sale con un contenido de sedimento base y agua (BSW) de 10%.

Igual que los separadores de agua estos separadores tienen placas y mallas coalescentes para capturar la mayor cantidad de líquidos que es arrastrada por la fase gaseosa. Igualmente estos equipos están dotados de un sistema de Sand Jet.

El gas liberado en este equipo es utilizado como combustible para los generadores de energía eléctrica (Generadores Waukesha), y el gas remanente es quemado en la tea.

El agua separada del crudo es conducida hacia el depurador de agua y luego almacenada en los tanques de almacenamiento.

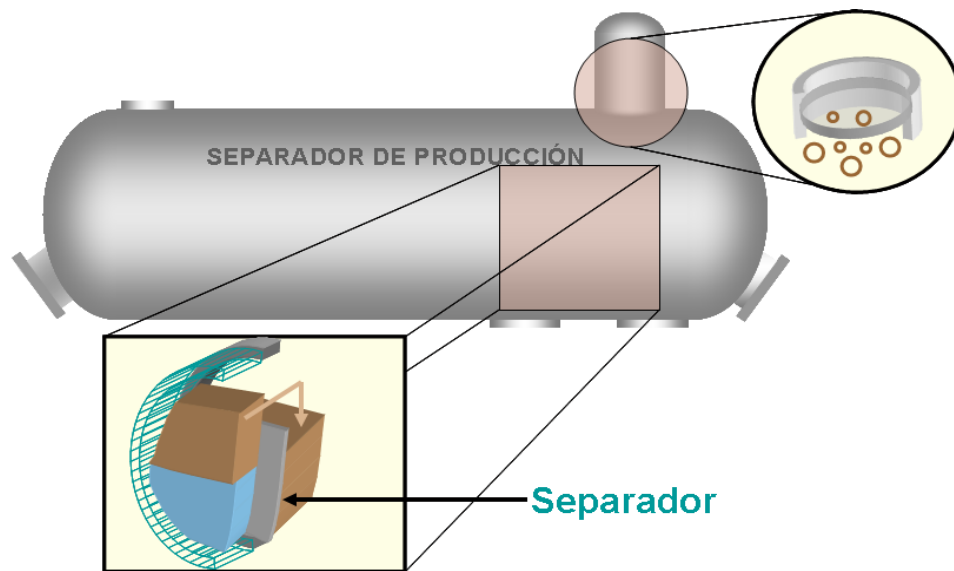


Figura 1.5.- Proceso de separación de producción

DESHIDRATACIÓN

Consiste en extraer la mayor cantidad de agua de formación del crudo. Es la última etapa en la que se puede extraer agua del crudo. El valor del BSW a la salida debe ser menor al 1%. A través de Transformadores, generan energía electrostática, la cual agrupa las moléculas de agua haciéndolas más grandes, con el objetivo de que estas caigan por su densidad.

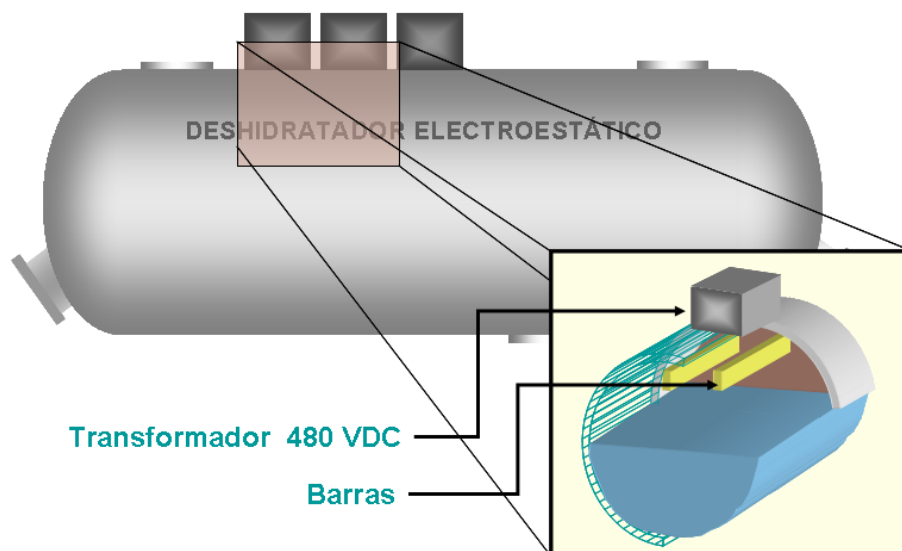


Figura 1.6.- Proceso de deshidratación

DESGASIFICACIÓN

Consiste en extraer el gas que se encuentra disuelto en el crudo que proviene del proceso de deshidratación. A través de placas colocadas alternadamente dentro de la bota, se produce una liberación de gas, la misma que es producida por un proceso de expansión brusca.

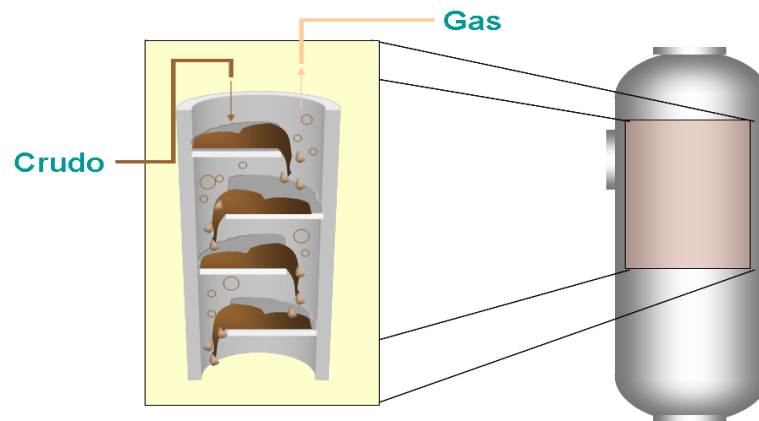


Figura 1.7.- Proceso de desgasificación

COMPRESIÓN DE GAS

Los compresores de gas, son compresores de tres etapas con el que se logrará elevar la presión del gas hasta 400 PSI. El gas seco y comprimido a 400 PSI es almacenado en tanques de almacenamiento, desde donde por medio de válvulas de control de presión, será distribuido hacia las diferentes necesidades operativas de la planta, y por un control de presión hacia los generadores Waukesha para ser usado como gas combustible.

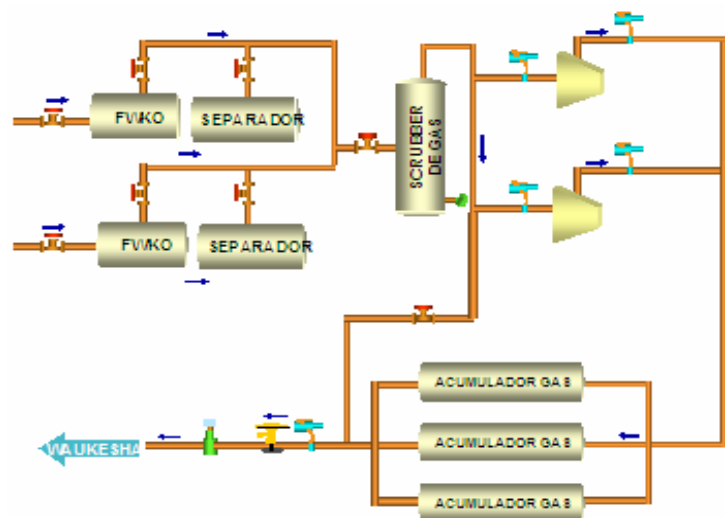


Figura 1.8.- Proceso de captación de gas

1.3.- INSTRUMENTACIÓN

1.3.1.- GENERALIDADES ⁽⁷⁾

En las actividades cotidianas, desde el momento que suena la alarma de un despertador, así como encender un foco o escuchar el encendido o apagado del motor de la bomba, etc., se utilizan instrumentos que ayudan a desarrollar ciertas actividades oportunamente con eficiencia, rapidez, etc.

De igual manera mecánicos, electricistas, médicos, ingenieros y arquitectos, se auxilian de instrumentos para llevar a cabo sus actividades diarias, con el objetivo de lograr un avance con la mayor eficiencia, calidad y volumen de producción.

Es lógico pensar que para las industrias, sin importar el tamaño de estas, es imprescindible el uso de instrumentos industriales, para facilitar la manufactura de sus productos. Como consecuencia de la globalización de los mercados internacionales, se ha determinado a los países del tercer mundo competir en el mercado con productos de calidad, precio y tiempos de entrega oportunos.

Para mantenerse en el mercado nacional e internacional es importante que los industriales de nuestro país, implementen la instrumentación y la automatización de sus procesos con el avance tecnológico requerido.

1.3.2.- FUNCIONES DE LA INSTRUMENTACIÓN ⁽⁸⁾

Los procesos industriales exigen el control y monitoreo de la fabricación de los diversos productos obtenidos. Los procesos son muy variados y abarcan muchos tipos de productos: la fabricación de los productos derivados del petróleo, de los productos alimenticios, la industria cerámica, las centrales generadoras de energía, la siderurgia, los tratamientos térmicos, la industria papelera, la industria textil, etc.

⁽⁷⁾ http://www.emagister.com/public/pdf/comunidad_emagister/Instrumentacion.pdf

⁽⁸⁾ CREUS Solé Antonio, "Instrumentación Industrial", 6ta Edición, Alfaomega, España, 1998

En todos estos procesos es absolutamente necesario controlar y mantener constantes algunas magnitudes, tales como la presión, el caudal, el nivel, la temperatura, el pH, la conductividad, la velocidad, la humedad, el punto de rocío, etc. Los instrumentos de medición y control permiten el mantenimiento y la regulación de estas constantes en condiciones más idóneas que las que el propio operador podría realizar.

En los inicios de la era industrial, el operario llevaba a cabo un control manual de estas variables utilizando sólo instrumentos simples, manómetros, termómetros, válvulas manuales, etc., control que era suficiente por la relativa simplicidad de los procesos. Sin embargo, la gradual complejidad con que éstos se han ido desarrollando ha exigido su automatización progresiva por medio de los instrumentos de medición y control. Estos instrumentos han ido liberando al operario de su función de actuación física directa en la planta y al mismo tiempo, le han permitido una labor única de supervisión y de vigilancia del proceso desde centros de control situados en el propio proceso o bien en salas aisladas separadas; asimismo, gracias a los instrumentos ha sido posible fabricar productos complejos en condiciones estables de calidad y de características, condiciones que al operario le serían imposibles o muy difíciles de conseguir, realizando exclusivamente un control manual.

Los procesos industriales a controlar pueden dividirse ampliamente en dos categorías: procesos continuos y procesos discontinuos. En ambos tipos, deben mantenerse en general las variables (presión, caudal, nivel, temperatura, etc.), bien en un valor deseado fijo, bien en un valor variable con el tiempo de acuerdo con una relación predeterminada, o bien guardando una relación determinada con otra variable.

Cuando una instalación esta concebida para resistir a todas las cargas que se puedan producir en condiciones de funcionamiento normales o anormales previstas, la tarea de la instrumentación es mantener la planta de procesos dentro esos límites. Para que el personal operativo no tenga riesgos de sufrir cualquier tipo de accidente.

En las plataformas petrolíferas y de gas natural, se utilizan diversos dispositivos y monitores para detectar fugas, incendios, roturas y otras situaciones de peligro, activar alarmas y parar operaciones siguiendo una secuencia lógica y planificada. Cuando la naturaleza del gas o el crudo lo aconsejen, se utiliza métodos de ensayos

no destructivos, por ejemplo ultrasónicos, radiográficos, de partículas magnéticas, colorantes líquidos penetrantes o inspecciones visuales, para determinar el grado de corrosión de las tuberías, tubos de calentadores, unidades de tratamiento y recipientes empleados en la producción y procesado de petróleo crudo, condensado y gas natural.

Válvulas de cierre temporal superficiales y subsuperficiales protegen instalaciones terrestres, pozos individuales en aguas de poca profundidad y plataformas multipozo de perforación y producción en alta mar, y se activan automáticamente (o manualmente) en caso de incendio, variaciones críticas de presión, rotura catastrófica en la cabeza del pozo u otra emergencia.

1.3.3.- CLASES DE INSTRUMENTOS ⁽⁹⁾

EN FUNCIÓN DEL INSTRUMENTO

Instrumentos ciegos, cumplen una función reguladora, pero no tienen indicación visible. Ejemplo: termostatos, presostatos, etc.

Instrumentos indicadores, disponen de un índice y de una escala graduada en la que puede leerse el valor de la variable. Ejemplo: manómetros, termómetros, etc.

Instrumentos registradores, registran con trazo continuo o a puntos la variable, y pueden ser circulares o de gráfico rectangular o alargado según sea la forma del gráfico.

Elementos primarios, están en contacto con la variable y utilizan o absorben energía del medio controlado para dar al sistema de medición una indicación en respuesta a la variación de la variable controlada. Ejemplo: placa orificio, etc.

Transmisores, captan la variable de proceso a través del elemento primario y la transmiten a distancia en forma de señal neumática o electrónica.

⁽⁹⁾ ÍDEM 8



Instrumento indicador



Convertidor



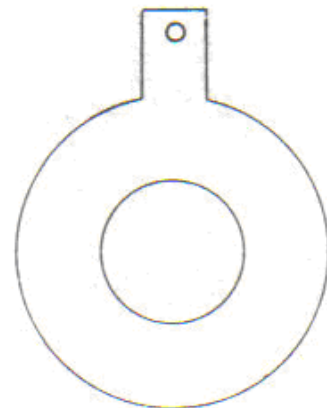
Transmisor



Instrumento registrador



Controlador

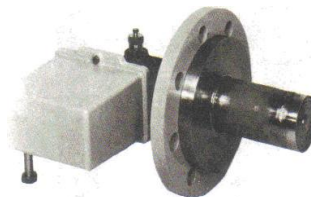


placa orificio

Elemento primario



Elemento final de control



Instrumento ciego



Transductor

Figura 1.9.- Clases de instrumentos en función del instrumento

Transductores, reciben una señal de entrada función de una o más cantidades físicas y la convierten modificada o no a una señal de salida.

Convertidores, son aparatos que reciben una señal de entrada neumática o electrónica, procedente de un instrumento y después de modificarla envían la resultante en forma de señal de salida estándar.

Receptores, reciben las señales procedentes de los transmisores y las indican o registran.

Controladores, comparan la variable controlada con un valor deseado y ejercen una acción correctiva de acuerdo con la desviación.

Elemento final de control, recibe la señal del controlador y modifica el caudal del fluido o agente de control. Ejemplo: válvulas de control, compuertas, etc.

EN FUNCIÓN DE LA VARIABLE DE PROCESO

Los instrumentos se dividen en instrumentos de caudal, nivel, presión, temperatura, densidad y peso específico, humedad y punto de rocío, viscosidad, posición, velocidad, pH, conductividad, frecuencia, fuerza, turbidez, etc.

Esta clasificación corresponde específicamente al tipo de las señales medidas siendo independiente del sistema empleado en la conversión de la señal de proceso. De este modo, un transmisor neumático de temperatura del tipo de bulbo y capilar, es un instrumento de temperatura a pesar de que la medida se efectúa convirtiendo las variaciones de presión del fluido que llena el bulbo y el capilar; el aparato receptor de la señal neumática del transmisor anterior es un instrumento de temperatura, si bien, al ser receptor neumático se puede considerar instrumento de presión, caudal, nivel o cualquier otra variable, según fuera la señal medida por el transmisor correspondiente; un registrador potenciométrico puede ser un instrumento de temperatura, de conductividad o de velocidad, según sean las señales medidas por los elementos primarios de termopar, electrodos o dínamo.

Asimismo, esta clasificación es independiente del número y tipo de transductores existentes entre el elemento primario y el instrumento final. Así ocurre en el caso de un transmisor electrónico de nivel de 4 a 20 mA c.c., un receptor controlador con salida de 4-20 mA c.c., un convertidor intensidad-presión (I/P) que transforma la señal de 4-20 mA c.c. a neumática de 3-15 psi y la válvula neumática de control; todos estos instrumentos se consideran de nivel.

En la designación del instrumento se utiliza en el lenguaje común las dos clasificaciones expuestas anteriormente. Y de este modo, se consideran instrumentos tales como transmisores ciegos de presión, controladores registradores de temperatura, receptores indicadores de nivel, receptores controladores registradores de caudal, etc.

CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN DE INSTRUMENTOS

Para designar y representar los instrumentos de medición y control se emplean normas muy variadas que a veces varían de industria en industria. Esta gran variedad de normas y sistemas utilizados en las organizaciones industriales indica la necesidad universal de una normalización en este campo. Varias sociedades han dirigido sus esfuerzos en este sentido, y entre ellas se encuentra como una de las importantes la Sociedad de Instrumentos de Estados Unidos, ISA (*Instrument Society of America*) cuyas normas tienen por objeto establecer sistemas de designación (código y símbolos) de aplicación a las industrias químicas, petroquímicas, aire acondicionado, etc. (Resumen del estándar ISA S5.1-5.2 ver Anexo A)

1.3.4.- SISTEMAS DE CONTROL ⁽¹⁰⁾

DEFINICIONES BASICAS

SISTEMA: es la combinación de componentes que actúan conjuntamente y cumplen un determinado objetivo.

⁽¹⁰⁾ <http://www.uhu.es/diego.lopez/ICI/tema1.pdf>

VARIABLE DE ENTRADA: es una variable del sistema tal que una modificación de su magnitud o condición puede alterar el estado del sistema.

VARIABLE DE SALIDA: es una variable del sistema cuya magnitud o condición se mide.

PERTURBACIÓN: es una señal que tiende a afectar el valor de la salida de un sistema. Si la perturbación se genera dentro del sistema se la denomina interna, mientras que una perturbación externa se genera fuera del sistema y constituye una entrada.

TIPOS DE CONTROL

- **REALIMENTACIÓN DE LA SALIDA:**

- **LAZO ABIERTO**

Aquellos en los que la variable de salida no tiene efecto sobre la variable de control. Ejemplo: Calentamiento de agua en un tanque mediante una resistencia eléctrica sumergida.

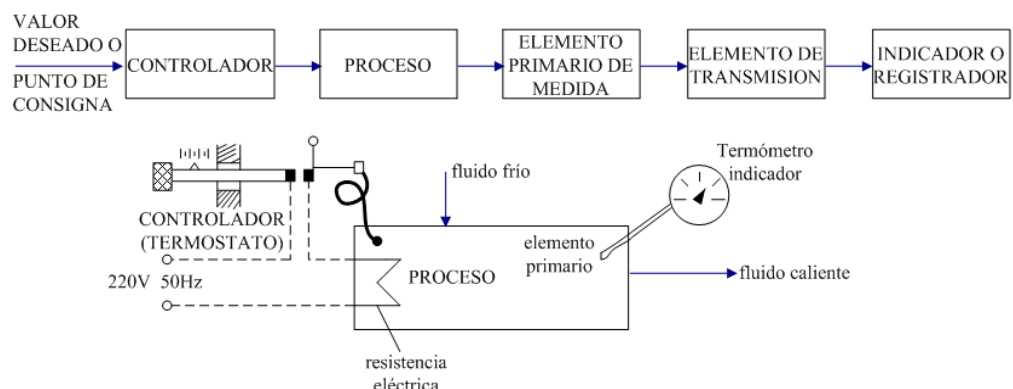


Figura 1.10.- Control en lazo abierto

- **LAZO CERRADO**

Aquellos en los que la variable de salida tiene efecto directo sobre la variable de control. Ejemplo: la regulación de temperatura en un intercambiador de calor.

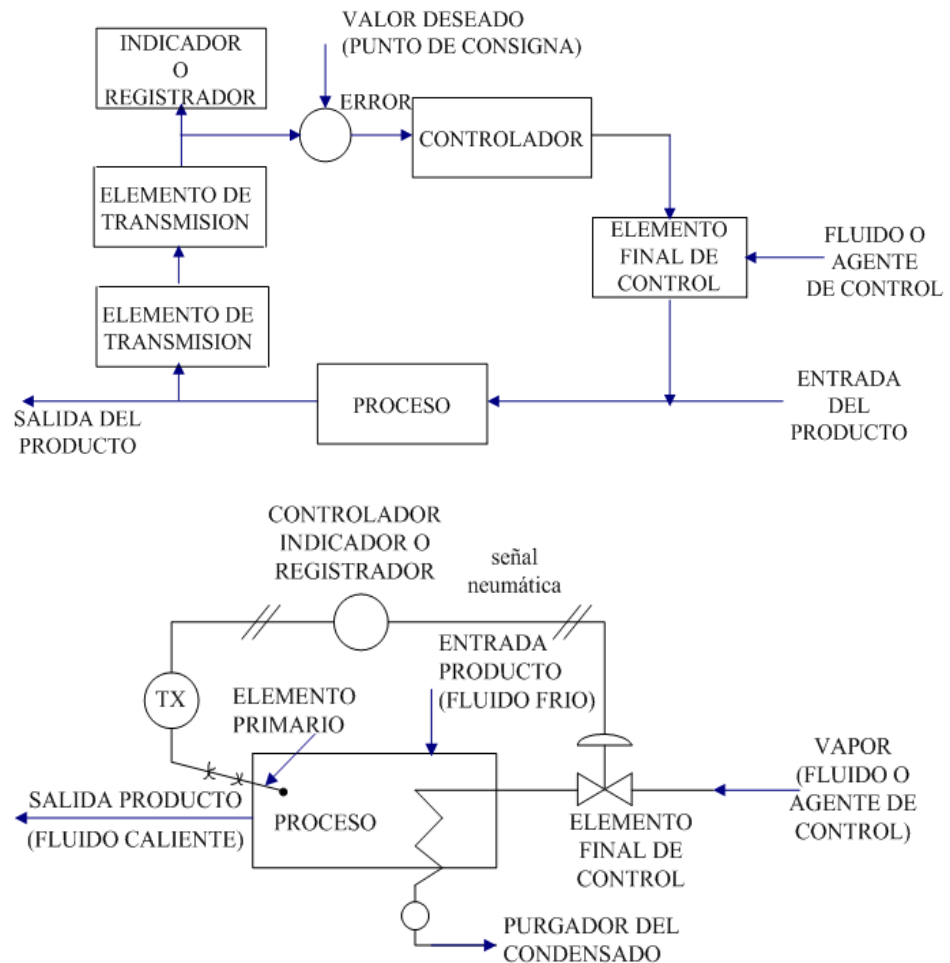


Figura 1.11.- Control en lazo cerrado

- **COMPORTAMIENTO DE LA SEÑAL DE REFERENCIA:**

- **SISTEMAS SEGUIDORES**

La entrada de referencia cambia de valor frecuentemente. Ejemplo: servomecanismos (sistemas de control realimentado en el cual la salida es alguna posición, velocidad o aceleración mecánica).

- **SISTEMAS DE REGULACIÓN AUTOMÁTICA**

La entrada de referencia es o bien constante o bien varía lentamente con el tiempo, y donde la tarea fundamental consiste en mantener la salida en el valor deseado a pesar de las perturbaciones presentes. Ejemplos: el sistema de calefacción de una casa, un regulador de voltaje, un regulador de presión de suministro de agua a una comunidad de vecinos.

- **TIPO DE SEÑAL:**

- **ANALÓGICOS (CONTINUOS)**

Procesan únicamente señales y componentes continuos en el tiempo. Ejemplo: sistema de rastreo y seguimiento de un blanco.

- **DIGITALES (DISCRETOS)**

Tienen señales o componentes discretos en el tiempo en uno o más puntos. Ejemplo: Un calentador u horno termostáticamente que regula de manera automática la temperatura de un cuarto.

- **EN FUNCIÓN DE LA INDUSTRIA:**

- **CONTROL DE PROCESOS:**

Los sistemas de control de procesos son aquellos que requieren la regulación de variables de proceso (temperaturas, concentraciones, caudales, niveles, etc.). Estos sistemas de control requieren la manipulación de unidades de proceso continuas (no se interrumpe el flujo) y discontinuas, batch o por lotes (se interrumpe el flujo). Ejemplos: refinería de petróleo, planta de producción de energía eléctrica, papelera, etc.

- **CONTROL DE MÁQUINAS MANUFACTURERAS:**

- **CONTROL NUMÉRICO**

- Usa un programa para controlar la secuencia de operaciones una máquina, dicho programa contiene instrucciones que especifican posiciones, direcciones, velocidades y velocidad de corte.

- **CONTROL DE ROBOTS**

- Un manipulador programable diseñado para mover materiales, herramientas en una secuencia determinada para realizar una tarea específica.

1.4.- FUNDAMENTOS DEL 14C DE API ⁽¹¹⁾

1.4.1.- INTRODUCCIÓN

El propósito de un sistema de seguridad en una plataforma de producción es para proteger al personal, al medio ambiente, y la facilidad de amenazas para seguridad causadas por los procesos de producción. El propósito de un análisis es para identificar eventos indeseables que pueden representar una amenaza para la seguridad, y definir medidas protectoras fiables que previene tales eventos o minimiza sus efectos si ellos ocurren.

Amenazas potenciales para seguridad son identificadas a través del uso de técnicas de análisis de sistemas probados que han sido adaptados para los procesos de producción. Medidas protectoras recomendadas son prácticas industriales comunes probadas a través de larga experiencia. Los análisis de sistemas y las medidas protectoras han sido combinadas dentro de un “Análisis de Seguridad” para plataformas de producción en el exterior.

⁽¹¹⁾ American Petroleum Institute, “API Recommended Practice 14C”, 7ma Edición, Washington, 2001

El contenido técnico de la práctica recomendada 14C de API establece una base firme para diseñar y documentar un sistema de seguridad en una plataforma de producción para un proceso compuesto de componentes y sistemas normalmente usados en el exterior. Además, esto establece directrices para analizar componentes o sistemas que son nuevos o significativamente diferentes de aquellos considerados en el 14C de API.

Después un sistema de seguridad en una plataforma de producción es puesto en operación, los procedimientos deberían ser establecidos para asegurar la integridad de un sistema continuado.

1.4.2.- IDENTIFICACIÓN Y SÍMBOLOS DE DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD

Un método estándar para identificar, abreviar y simbolizar los dispositivos de seguridad se necesita para promover la uniformidad cuando describen o refieren a los sistemas de seguridad. Este método puede usarse para ilustrar los dispositivos de seguridad en los diagramas de flujo y otros equipos, y para identificar un dispositivo de seguridad para cualquier propósito.

IDENTIFICACIÓN DEL DISPOSITIVO FUNCIONAL











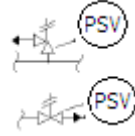
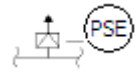
Cada dispositivo de seguridad debe ser identificado por un sistema de letras usado para clasificar su funcionalidad. La identificación incluye una primera letra que cubre la variable y una o más subsiguientes letras que cubren la función del dispositivo. El término “seguridad” (S) se aplica a los elementos protectores de emergencia, y es usado como la segunda letra.

Si dos o más dispositivos del mismo tipo son instalados sobre un componente único, cada dispositivo debe ser numerado consecutivamente y el número muestra a continuación la identificación funcional. Si solo es instalado un dispositivo, el número del dispositivo puede ser omitido.

SÍMBOLOS

El globo redondo se usa para etiquetar los símbolos distintivos, tales como una válvula de alivio de presión. En tales casos, la línea conectada al globo al símbolo del instrumento es cerca, pero no tocando, el símbolo. En otros casos, el globo sirve para representar el dispositivo apropiado. En la tabla 1.1 se indica algunos símbolos.

Tabla 1.1.- Símbolos de dispositivos de seguridad

VARIABLE	DESIGNACION		SIMBOLO	
	GENERAL	ISA	SIMPLE	COMBINADO
Contraflujo	Válvula de no retroceso	Válvula de Seguridad de Flujo		
Flujo	Sensor de flujo alto	Alta Seguridad de Flujo		
	Sensor de flujo bajo	Baja Seguridad de Flujo		
Nivel	Sensor de nivel alto	Alta Seguridad de Nivel		
	Sensor de nivel bajo	Baja Seguridad de Nivel		
Presión	Sensor de presión alto	Alta Seguridad de Presión		
	Sensor de presión bajo	Baja Seguridad de Presión		
	Válvula de alivio	Válvula de Seguridad de Presión		
	Disco de ruptura	Elemento de Seguridad de Presión		

IDENTIFICACIÓN DEL COMPONENTE

La identificación completa de un dispositivo de seguridad incluye referencia para el componente que esté protegiendo. La primera letra es el tipo de componente y puede ser una de las letras en la columna de código debajo del tipo de componente. La letra “Z” es usada para cubrir un componente no listado.

La segunda y tercera letras pueden usarse para una definición adicional o de otro modo modificar el primer carácter. Si un modificador no es usado, el carácter “φ” debe mostrarse en lugar del modificador.

Los últimos cuatro caracteres identifican el componente específico. Estos caracteres con asignados por el usuario y deben ser únicos para el componente a la situación particular.

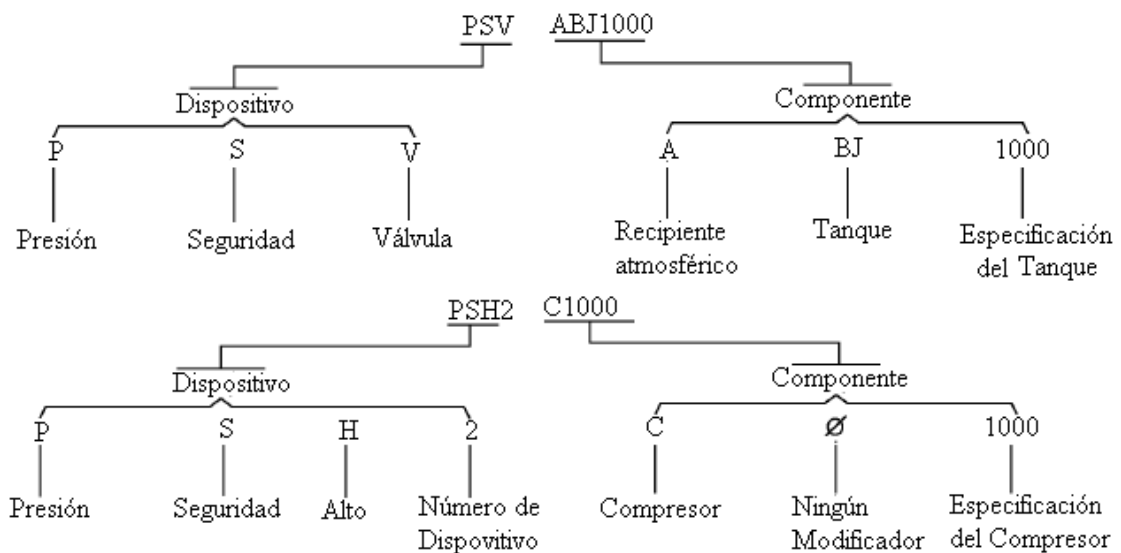


Figura 1.12.- Ejemplos de identificación de dispositivos de seguridad

1.4.3.- PREMISAS PARA ANÁLISIS Y DISEÑO

El análisis recomendado y procedimientos de diseño para un sistema de seguridad de una plataforma están basados en las siguientes premisas:

- a. La facilidad de procesos debe ser diseñada para una operación segura acorde con buenas prácticas de ingeniería.
- b. El sistema de seguridad debe proveer dos niveles de protección para prevenir o minimizar los efectos de una falla de equipo dentro del proceso. Los dos niveles de protección deben ser independientes y además del control de dispositivos usado en operación normal de los procesos. En general, los dos niveles deben ser provistos por dispositivos de seguridad de diferente tipo de funcionalidad para un ancho espectro de cobertura. Dos dispositivos idénticos pueden tener las mismas características y pudiesen tener debilidades inherentes.
- c. Los dos niveles de protección deben ser el orden más alto (primario) y el próximo orden más alto (secundario) disponible. Reflexión es requerida para determinar estos dos órdenes más altos para una situación dada. Ejemplo: dos niveles de protección desde una doble ruptura a sobrepresión pudiese ser provista por un PSH y un PSL. El PSH previene la ruptura por obturación en el equipo afectado antes que la presión llegue a ser excesiva, y el PSL se cierra en el equipo afectado después que ocurre la ruptura. Sin embargo, una PSV es seleccionada en lugar del PSL porque este previene la ruptura por alivio del exceso de volumen para una situación segura. Además, este responde rápido pudiendo prevenir una ruptura en situaciones donde el PSH no pudiese corregir el efecto lo suficiente rápido.
- d. El uso de técnicas de análisis de sistemas preventivos, adaptadas para los procesos de producción, determina los mínimos requerimientos de seguridad para un componente de procesos. Si semejante análisis es aplicado para el componente como una unidad independiente, asumiendo el peor caso de condiciones de entrada y salida, el análisis debe ser válido para ese componente en cualquier configuración del proceso.
- e. Todos los componentes en una plataforma de producción abarca el proceso entero desde la cabeza de pozo hasta el mayor punto de descarga aguas abajo; así, todo equipo y funciones del proceso son incorporados dentro del sistema de seguridad.

- f. Cuando completamente los componentes de procesos protegidos son combinados dentro de una facilidad, ninguna amenaza adicional para seguridad son creados. Por lo tanto, si todos los dispositivos de seguridad del componente de proceso son lógicamente integrados dentro de un sistema de seguridad, la facilidad entera debe estar protegida.
- g. El procedimiento de análisis debería proveer un método estándar para desarrollar un sistema de seguridad y proveer una documentación de soporte.

1.5.- ANÁLISIS DE RIESGOS ⁽¹²⁾

Las actividades petroleras, como cualquier actividad industrial, se desarrollan en escenarios los cuales involucran diversidades de peligros y riesgos. Estos riesgos radican en el peso de los materiales y equipos que se utilicen, así como en su complejidad para manejar y operar los mismos, y el grado de instrucción que tengan sus operadores para la adecuada manipulación de los mismos. Cabe destacar que estos riesgos y eventos peligrosos pueden generar grandes pérdidas materiales como humanas, afectando de esta manera la eficiencia y seguridad con que se lleva a cabo cualquier actividad industrial.

Los análisis de riesgos, tratan de estudiar, evaluar, medir y prevenir los fallos y las averías de los sistemas técnicos y de los procedimientos operativos que pueden iniciar y desencadenar sucesos no deseados (accidentes) que afecten a las personas, los bienes y el medio ambiente.

Los métodos para la identificación, análisis y evaluación de riesgos son una herramienta muy valiosa para abordar con decisión su detección, causa y consecuencias que puedan acarrear, con la finalidad de eliminar o atenuar los propios riesgos así como limitar sus consecuencias, en el caso de no poder eliminarlos.

⁽¹²⁾ http://www.unizar.es/guiar/1/Accident/An_riesgo/An_riesgo.htm

Los aspectos de un análisis de riesgos que implica un determinado establecimiento industrial, desde el punto de vista de la prevención de accidentes, están íntimamente relacionados con los objetivos que se persiguen. Son los siguientes:

- Identificación de sucesos no deseados, que pueden conducir a la materialización de un peligro.
- Análisis de las causas por las que estos sucesos tienen lugar.
- Valoración de las consecuencias y de la frecuencia con que estos sucesos pueden producirse.

Precisamente el análisis de riesgos en las instalaciones requiere considerar todas las variables que condicionan el proceso físico o químico en cuestión, planteándose variaciones de las mismas ante posibles fallos o deficiencias, y consecuentemente la capacidad de respuesta de la instalación en base a sus características y a los elementos de seguridad de que está constituida, muchos de los cuales deben garantizar una respuesta activa. Ello no es tarea fácil ya que las alteraciones posibles son diversas y tanto las causas que las pueden originar como sus consecuencias, que necesariamente deben ser consideradas para poder efectuar una evaluación de los riesgos de la instalación, son múltiples, y además integradas, en a veces complejos esquemas de interrelación secuencial.

1.4.1.- TÉCNICAS DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Básicamente, existen dos tipos de métodos para la realización de identificación de riesgos, como son:

- Métodos cualitativos: se caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos. Pueden ser métodos comparativos y métodos generalizados.
- Métodos semicualitativos: los hay que introducen una valoración cuantitativa respecto a las frecuencias de ocurrencia de un determinado suceso y se denominan métodos para la determinación de frecuencias, o bien se caracterizan por recurrir a una clasificación de las áreas de una instalación en base a una serie de índices que cuantifican daños: índices de riesgo.

MÉTODOS COMPARATIVOS

Se basan en la utilización de técnicas obtenidas de la experiencia adquirida en equipos e instalaciones similares existentes, así como en el análisis de sucesos que hayan ocurrido en establecimientos parecidos al que se analiza. Principalmente son cuatro métodos los existentes:

1. MANUALES TÉCNICOS O CÓDIGOS Y NORMAS DE DISEÑO

Consisten en la elaboración de manuales internos de carácter técnico que especifiquen las características de diseño, instalación, operación y utilización de los equipos existentes en un determinado establecimiento. Estos manuales se deben basar en las normas y los códigos internacionales y nacionales de diseño. Para completar el análisis, se deben realizar periódicamente auditorias de seguridad que permitan juzgar el estado de los materiales, procedimientos, operaciones, emergencias que se han establecido.

Las normas y los códigos de diseño son elaboradas por organismos internacionales de reconocido prestigio en el campo de la normalización. A nivel mundial, la organización internacional más importante es la International Organization for Standardization, ISO.

En Europa, cada país ha establecido un sistema de normalización de carácter oficial o semioficial. Las más importantes son las siguientes:

- España: Asociación Española de Normalización y Certificación, AENOR.
Elabora las normas UNE a partir de las ISO u otras.
- Alemania: Normas DIN. Normas VDI/VDE, Verein Deutscher Ingenieure.
- Reino Unido: British Standards, BS.

En Estados Unidos de América, existen varias organizaciones gubernamentales y privadas que se dedican a la elaboración de normas:

- American National Standards Institute, ANSI
- American Society for Testing and Materials, ASTM
- American Petroleum Institute, API

- National Fire Protection Association, NFPA
- American Society of Mechanical Engineers, ASME

2. LISTAS DE COMPROBACIÓN O "SAFETY CHECK LISTS"

Se utilizan para determinar la adecuación de los equipos, procedimientos, materiales, etc. a un determinado procedimiento o reglamento establecido por la propia organización industrial basado en experiencia y en los códigos de diseño y operación. Se pueden aplicar en cualquier fase de un proyecto o modificación de la planta: diseño, construcción, puesta en marcha, operación y paradas.

3. ANÁLISIS HISTÓRICO DE ACCIDENTES

Consiste en el estudio de los accidentes registrados en el pasado en plantas similares o con productos idénticos o de la misma naturaleza que los que se está analizando. La principal ventaja radica en que se refiere a accidentes que ya han ocurrido, por lo que el establecimiento de hipótesis de posibles accidentes se basa en casos reales. No obstante, en los bancos de datos existentes, no se cubren todos los casos posibles, sino sólo los que se han dado, además de que los datos de que dispone pueden no ser completos.

Se basa en diferentes tipos de informaciones:

- Bibliografía especializada
- Bancos de datos informatizados de accidentes
- Registro de accidentes/incidentes de la propia empresa
- Informes de otros accidentes ocurridos

4. ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS (APR)

Desarrollado inicialmente por las Fuerzas Armadas USA, fue el precursor de análisis más complejos y es utilizado únicamente en la fase de desarrollo de las instalaciones y para casos en los que no existen experiencias anteriores, sea del proceso o del tipo de instalación.

Selecciona los productos peligrosos existentes y los equipos principales de la planta y revisa los puntos en los que se piensa que se pueda liberar energía de forma incontrolada en: materias, equipos de planta, componentes de sistemas, procesos, operaciones, instalaciones, equipos de seguridad, etc. Los resultados del análisis incluyen recomendaciones para reducir o eliminar estos peligros, siempre de forma cualitativa.

Se incluye una parte de un APR de un posible almacenamiento de sulfuro de hidrógeno (H₂S) para utilización en proceso:

Tabla 1.2.- Análisis Preliminar de Riesgos en almacenamiento de (H₂S)

Descripción del riesgo	Causa	Consecuencia	Medidas preventivas o correctivas
Fuga tóxica	1) Pérdida en depósito de almacenamiento	Peligro de muerte si la fuga es importante	a) Colocar sistemas de detección y alerta
			b) Minimizar la cantidad almacenada
			c) Desarrollar un procedimiento de inspección de los depósitos

MÉTODOS GENERALIZADOS

Los métodos generalizados se basan en estudios de las instalaciones y procesos mucho más estructurados desde el punto de vista lógico-deductivo que los métodos comparativos. Normalmente siguen un procedimiento lógico de deducción de fallos, errores, desviaciones en equipos, instalaciones, procesos, operaciones, etc. que trae como consecuencia la obtención de determinadas soluciones para este tipo de eventos. Existen varios métodos generalizados. Los más importantes son:

1. ANÁLISIS "QUÉ PASARÍA SI...?"

Consiste en el planteamiento de las posibles desviaciones en el diseño, construcción, modificaciones y operación de una determinada instalación industrial, utilizando la pregunta que da origen al nombre del procedimiento: "¿Qué pasaría si ...?".

Requiere un conocimiento básico del sistema y cierta disposición mental para combinar o sintetizar las desviaciones posibles, por lo que normalmente es necesaria la presencia de personal con amplia experiencia para poder llevarlo a cabo.

Se puede aplicar a cualquier instalación o área o proceso: instrumentación de un equipo, seguridad eléctrica, protección contra incendios, almacenamientos, sustancias peligrosas, etc. Las preguntas se formulan y aplican tanto a proyectos como a plantas en operación, siendo muy común ante cambios en instalaciones ya existentes.

Se presenta un ejemplo aplicado a un proceso continuo de fabricación de fosfato diamónico, mediante la reacción de ácido fosfórico con amoníaco.

Tabla 1.3.- Análisis “¿Qué pasaría si ...?” en la fabricación de fosfato diamónico

¿Qué pasaría si ...?	Consecuencia	Recomendaciones
¿... se suministra un producto de mala calidad?	No identificada	--
¿... la concentración de fosfórico es incorrecta?	No se consume todo el amoníaco y hay una fuga en la zona de reacción	Verificar la concentración de fosfórico antes de la operación
¿... el fosfórico está contaminado?	No identificada	--
¿... no llega fosfórico al reactor?	El amoníaco no reacciona. Fuga en la zona de reacción	Alarma/corte del amoníaco por señal de falta de flujo en la línea de fosfórico al reactor
¿... demasiado amoníaco en el reactor?	Exceso de amoníaco. Fuga en la zona de reacción	Alarma/corte del amoníaco por señal de falta de flujo en la línea de fosfórico al reactor

2. ANÁLISIS FUNCIONAL DE OPERABILIDAD, HAZOP

El HAZOP es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los riesgos, los accidentes o los problemas de operabilidad, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema dado y en una etapa determinada. Por tanto, ya se aplique en la etapa de diseño, como en la etapa de operación, la

La sistemática consiste en evaluar, en todas las líneas y en todos los sistemas las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de unas "palabras guía".

El método surgió en 1963 en la compañía Imperial Chemical Industries, ICI, que utilizaba técnicas de análisis crítico en otras áreas. Posteriormente, se generalizó y formalizó, y actualmente es una de las herramientas más utilizadas internacionalmente en la identificación de riesgos en una instalación industrial.

El siguiente ejemplo se aplica a una parte de una instalación en una planta de dimerización de olefina. El diagrama de flujo sobre el que se aplica el HAZOP consiste en el suministro de hidrocarburo a un depósito de almacenamiento. Forma parte de un subsistema mayor que consiste en la alimentación del hidrocarburo del depósito regulador hasta un reactor de dimerización donde se produce la olefina.

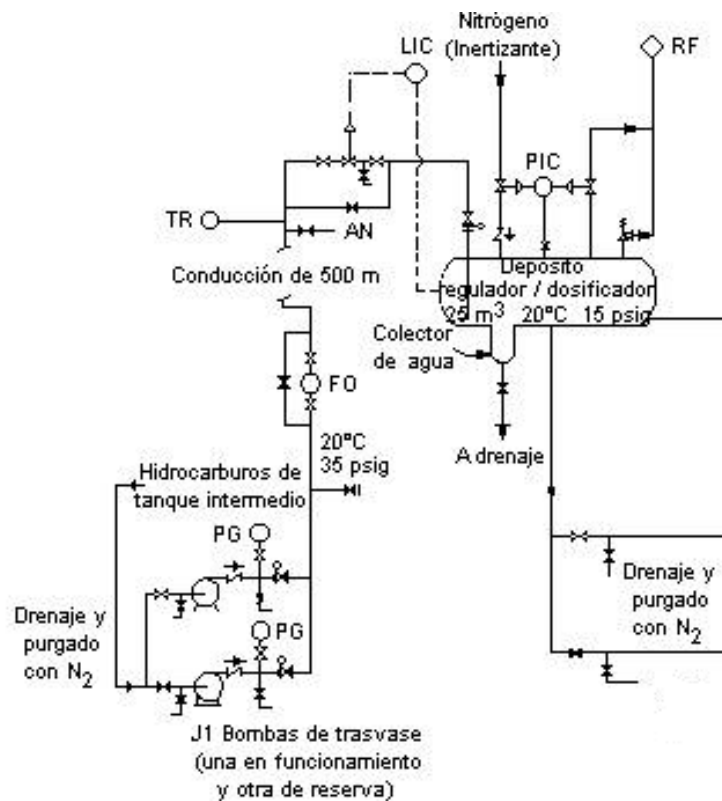


Figura 1.14.- Diagrama de flujo de sistema de alimentación de hidrocarburo a depósito regulador

El formato de la tabla de recogida de datos y análisis HAZOP de una sesión aplicado a la palabra guía NO y a la perturbación NO FLUJO, es:

Tabla 1.4.- Análisis de operabilidad en planta de dimerización de olefina

ANÁLISIS DE OPERABILIDAD EN PLANTA DE DIMERIZACIÓN DE OLEFINA				
Línea comprendida entre alimentación desde tanque intermedio a depósito regulador				
Palabra guía	Desviación	Causas posibles	Consecuencias	Medidas a tomar
NO	No flujo	1. Inexistencia de hidrocarburo en tanque intermedio	Paralización del proceso de reacción esperado.	a) Asegurar buena comunicación con el operario del tanque intermedio
			Formación de polímero en el intercambiador de calor	b) Instalar alarma de nivel mínimo LIC en depósito regulador
		2. Bomba J1 falla (fallo de motor, circuito de maniobra, etc.)	Como apartado 1	Cubierto por b)
			3. Conducción bloqueada, válvula cerrada por error o LCV falla cerrando paso al fluido	Como apartado 1
		4. Rotura de conducción		Bomba J1 sobrecargada
			4. Rotura de conducción	Como apartado 1
		4. Rotura de conducción		Hidrocarburo descargado en área adyacente a vía pública

3. ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLOS, AAF

El Análisis por Árboles de Fallos, es una técnica deductiva que se centra en un suceso accidental particular (accidente) y proporciona un método para determinar las causas que han producido dicho accidente. Nació en la década de los años 60 para la verificación de la fiabilidad de diseño del cohete Minuteman y ha sido ampliamente utilizado en el campo nuclear y químico. El hecho de su gran utilización se basa en que puede proporcionar resultados tanto cualitativos mediante la búsqueda de caminos críticos, como cuantitativos, en términos de probabilidad de fallos de componentes.

La técnica consiste en un proceso deductivo basado en las leyes del Álgebra de Boole, que permite determinar la expresión de sucesos complejos estudiados en función de los fallos básicos de los elementos que intervienen en él.

Consiste en descomponer sistemáticamente un suceso complejo (por ejemplo rotura de un depósito de almacenamiento de amoníaco) en sucesos intermedios hasta llegar a sucesos básicos, ligados normalmente a fallos de componentes, errores humanos, errores operativos, etc. Este proceso se realiza enlazando dichos tipos de sucesos mediante lo que se denomina puertas lógicas que representan los operadores del álgebra de sucesos.

Cada uno de estos aspectos se representa gráficamente durante la elaboración del árbol mediante diferentes símbolos que representan los tipos de sucesos, las puertas lógicas y las transferencias o desarrollos posteriores del árbol.

Como ejemplo, "en una empresa química existe una nave de producción en la cual el reactor es refrigerado por una red de agua industrial en circuito cerrado", siendo ésta enfriada por una torre de refrigeración tal y como se muestra en la figura 1.14.

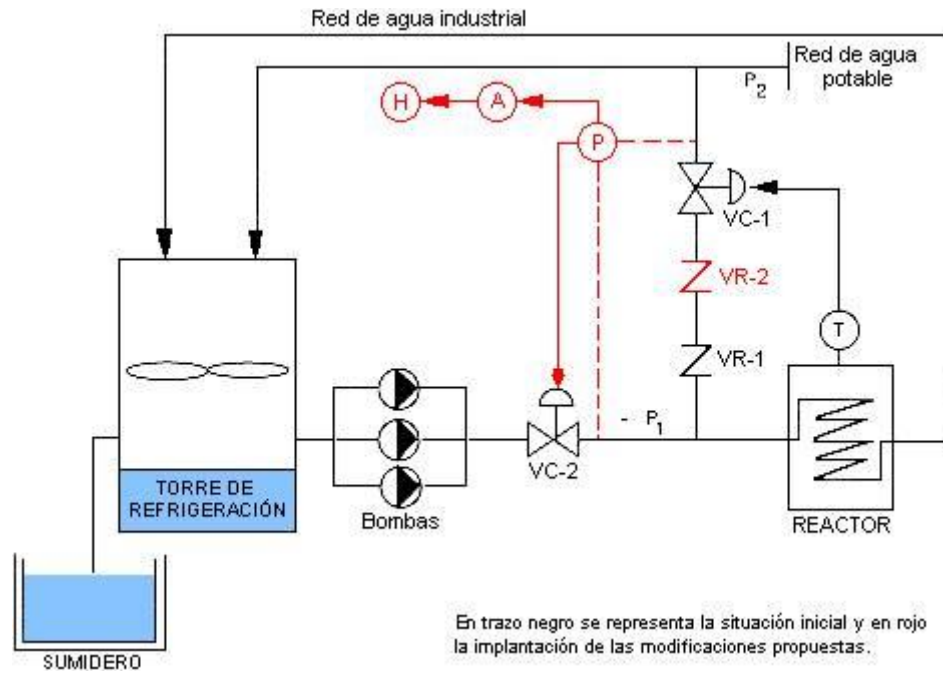


Figura 1.14.- Esquema de una red de agua industrial

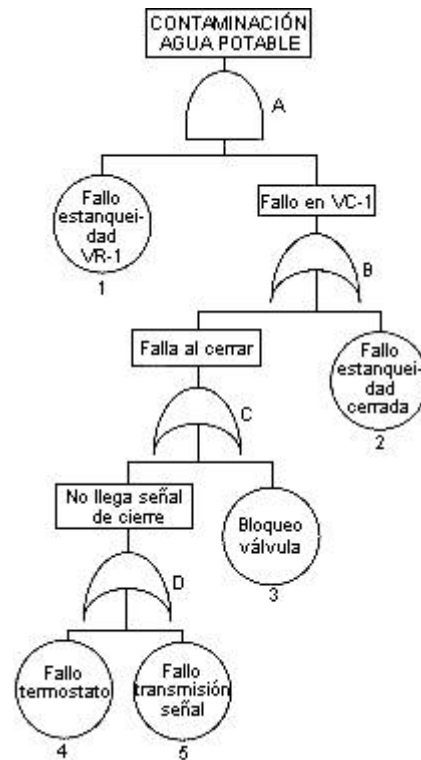


Figura 1.15.- Análisis de árbol de fallos de red de agua industrial

4. ANÁLISIS DE ÁRBOL DE SUCESOS, AAS

La técnica de análisis por árboles de sucesos consiste en evaluar las consecuencias de posibles accidentes resultantes del fallo específico de un sistema, equipo, suceso o error humano, considerándose como sucesos iniciadores y/o sucesos o sistemas intermedios de mitigación, desde el punto de vista de la atenuación de las consecuencias.

Las conclusiones de los árboles de sucesos son consecuencias de accidentes, es decir, conjunto de sucesos cronológicos de fallos o errores que definen un determinado accidente.

Partiendo del suceso iniciador, se plantean sistemáticamente dos bifurcaciones: en la parte superior se refleja el éxito o la ocurrencia del suceso condicionante y en la parte inferior se representa el fallo o no ocurrencia del mismo.

El suceso iniciador puede ser cualquier desviación importante, provocada por un fallo de un equipo, error de operación o error humano. Dependiendo de las salvaguardias tecnológicas del sistema, de las circunstancias y de la reacción de los operadores, las consecuencias pueden ser muy diferentes. Por esta razón, un AAS, está recomendado para sistemas que tienen establecidos procedimientos de seguridad y emergencia para responder a sucesos iniciadores específicos.

En la figura 1.16 se presenta un árbol de sucesos correspondiente a un suceso iniciador denominado "fuga de GLP en zona próxima a depósitos de almacenamiento".

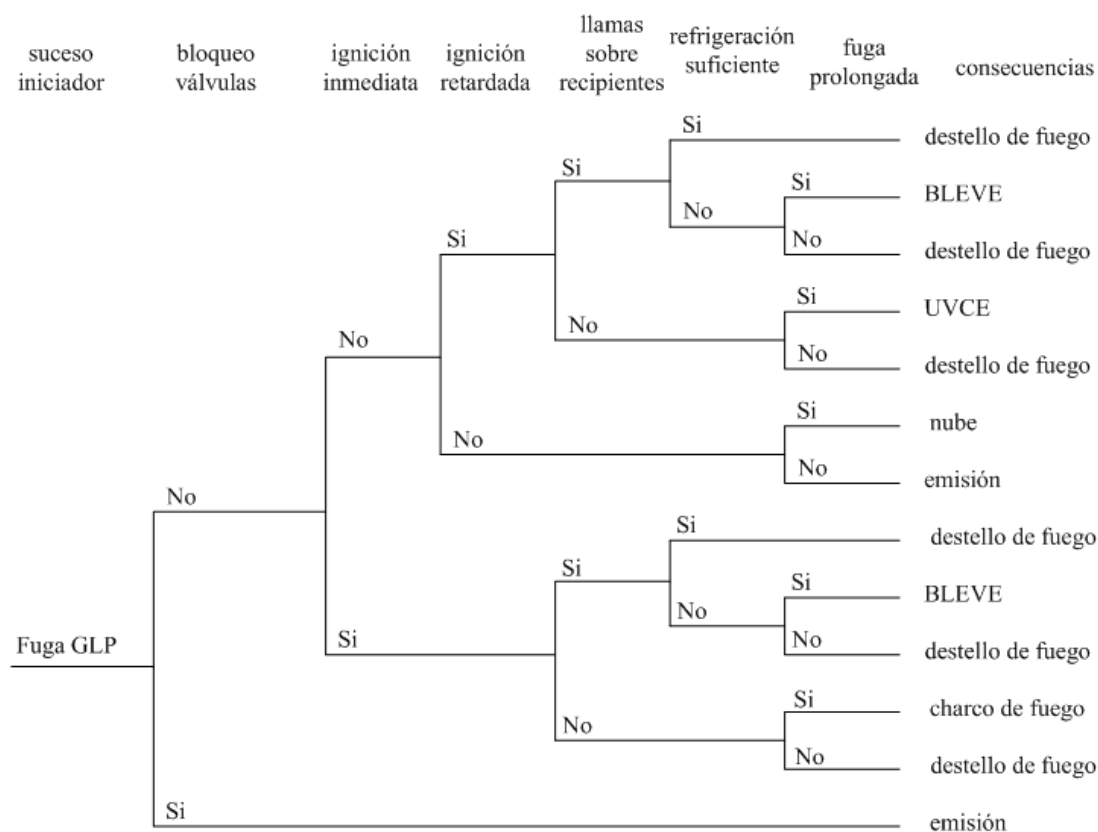


Figura 1.16.- Árbol de sucesos para fuga de GLP en zona próxima a depósitos de almacenamiento

5. ANÁLISIS DE MODO Y EFECTO DE LOS FALLOS, AMEF

El método consiste en la elaboración de tablas o listas con los posibles fallos de componentes individuales, los modos de fallo, la detección y los efectos de cada fallo. Un fallo se puede identificar como una función anormal de un componente, una función fuera del rango del componente, función prematura, etc.

Los fallos que se pueden considerar son situaciones de anomalía tales como:

- Abierto, cuando normalmente debería estar cerrado
- Cerrado, cuando normalmente debería estar abierto
- Marcha, cuando normalmente debería estar parado
- Fugas, cuando normalmente deba ser estanco

El método AMEF establece finalmente qué fallos individuales pueden afectar directamente o contribuir de una forma destacada al desarrollo de accidentes de una cierta importancia en la planta.

Es un método válido en las etapas de diseño, construcción y operación y se usa habitualmente como fase previa a la elaboración de árboles de fallos, ya que permite un buen conocimiento del sistema.

Si se incluye la última columna de la tabla de trabajo lo que se denomina índice de gravedad, que representa mediante una escala del 1 al 4 un valor que describe la gravedad de los posibles efectos detectados. El valor 1 representa un suceso sin efectos adversos; el 2 efectos que no requieren parada del sistema; el 3 riesgos de cierta importancia que requieran parada normal y el 4 peligro inmediato para el personal e instalaciones, por lo que se requiere parada de emergencia. En este caso, el análisis se denomina Análisis del Modo de Fallos, Efectos y Criticidad, AMFEC.

En la tabla 1.5 se presenta un ejemplo de formulario de trabajo para el análisis AMFEC aplicado a un sistema de descarga de cisternas para tanques.

Tabla 1.5.- Análisis de modo y efecto de los fallos para un sistema de descarga de cisternas para tanques

Fecha:			Página:		De:
Planta:			Analista:		
Sistema:			Referencia:		
Identificación del elemento	Designación	Modo de fallo	Detección	Efectos	Índice de gravedad
1	Manguera flexible	Agujereada	Visual	Derrame ¿incendio?	4
		Taponada-aplastada	Visual	Falta o reducción de caudal	2
		Tipo equivocado	Visual (marcas)	Corrosión, rotura o contaminación	3

1.4.2.- APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA ⁽¹³⁾

La experiencia de los accidentes sucedidos en instalaciones de proceso muestra que las causas de los mismos pueden clasificarse, dejando al margen las ingerencias de agentes externos al proceso y fuerzas naturales (proximidad a instalaciones peligrosas, viento, heladas, incendios, etc.), en los siguientes tres grupos, para cada uno de los cuales se indican algunos de los fallos más frecuentes.

FALLOS DE COMPONENTES

- Diseño inapropiado frente a presión interna, fuerzas externas, corrosión del medio y temperatura.
- Fallos de elementos como bombas, compresores, ventiladores, agitadores, etc.
- Fallos de sistemas de control (sensores de presión y temperaturas, controladores de nivel, reguladores de flujos, unidades de control computarizadas, etc.).
- Fallos de sistemas específicos de seguridad (válvulas de seguridad, discos de ruptura, sistemas de alivio de presiones, sistemas de neutralización, etc.
- Fallos de juntas y conexiones.

DESVIACIONES EN LAS CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN

- Alteraciones incontroladas de los parámetros fundamentales del proceso (presión, temperatura, flujo, concentraciones).
- Fallos en la adición manual de componentes químicos.
- Fallos en los servicios.
- Insuficiente enfriamiento para reacciones exotérmicas.
- Insuficiente aporte del medio calefactor o vapor.
- Corte del suministro eléctrico.
- Ausencia de nitrógeno o agente inertizante.
- Ausencia de aire comprimido (de instrumentación o de agitación).
- Fallos en los procedimientos de parada o puesta en marcha.
- Formación de subproductos, residuos o impurezas, causantes de reacciones colaterales indeseadas.

⁽¹³⁾ http://www.mtas.es/insh/ntp/ntp_238.htm

ERRORES HUMANOS Y DE ORGANIZACIÓN

- Errores de operación.
- Desconexión de sistemas de seguridad a causa de frecuentes falsas alarmas.
- Confusión de sustancias peligrosas.
- Errores de comunicación.
- Incorrecta reparación o trabajo de mantenimiento.
- Realización de trabajos no autorizados (soldadura, entrada en espacios confinados).

Cabe destacar que los errores suelen suceder por alguno de los siguientes motivos:

- No conocer suficientemente los riesgos y su prevención.
- Insuficiente formación y adiestramiento en el trabajo.
- Carga psíquica excesiva.

Evidentemente la seguridad de una instalación de proceso debe iniciarse en la fase de diseño, seleccionando los debidos componentes y montándolos bajo normas y con rigurosos controles de calidad.

A pesar de ello los fallos como los que se han apuntado siempre son previsibles y por ello todo estudio de seguridad a nivel de proyecto o de revisión de una unidad en funcionamiento, debe considerar su existencia, determinándose en términos de fiabilidad de sistemas la probabilidad de que sucedan. En este sentido todo componente de una instalación, como los elementos de seguridad, en especial si son funcionalmente activos, deben estar sometidos a un programa de mantenimiento preventivo para garantizar su correcto estado, y además a un mantenimiento predictivo que garantice su renovación antes de haberse agotado su vida media, establecida por su fabricante. Por otra parte los errores humanos, también posibles, deben ser cuidadosamente analizados en términos probabilísticos para su debido control, cuando a consecuencia de los mismos se puedan generar graves consecuencias.

Las instalaciones de proceso, aunque tengan un alto nivel de automatización, requieren también la intervención humana, tanto en operaciones normales, (carga de aditivos, envasado, control y vigilancia de procesos, etc.) como ocasionales por

alteraciones en las condiciones de trabajo conducentes algunas, a situaciones de emergencia que precisan de actuaciones correctas y rápidas para evitar su criticidad. Por ello en este tipo de instalaciones asegurar un comportamiento correcto para minimizar errores, exige la selección del personal adecuado y el perfecto conocimiento y adiestramiento sobre los procedimientos de trabajo tanto en circunstancias normales como en situaciones anormales o accidentales.

CAPITULO II

ANÁLISIS Y ELABORACIÓN DE LAS CARTAS DE SEGURIDAD (CAUSA – EFECTO)

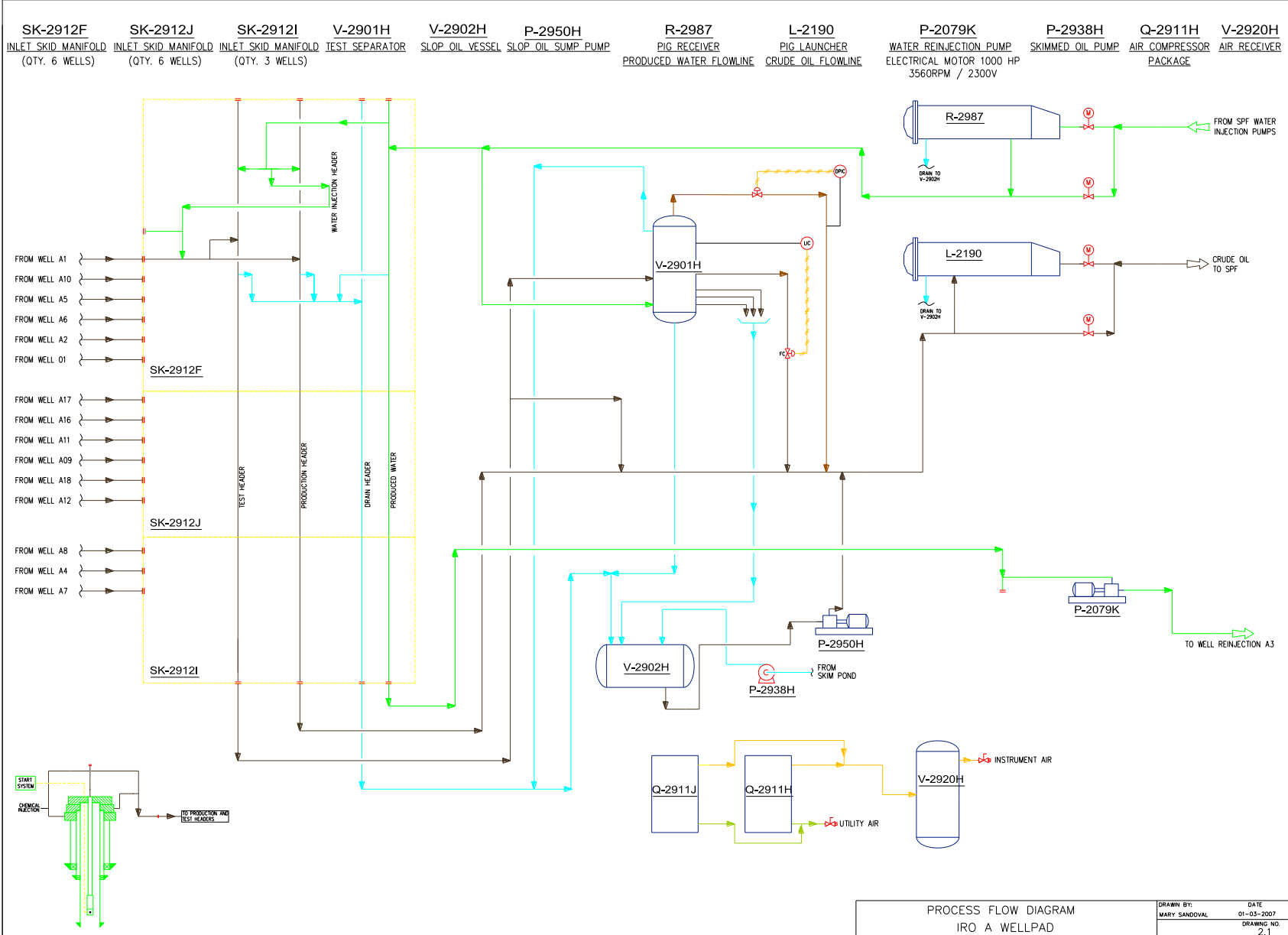
2.1.- METODOLOGÍA

La metodología utilizada para alcanzar con el objetivo planteado es:

- a) Describir el proceso a través de un diagrama de flujo esquemático detallado los componentes o equipos.
- b) Realizar las tablas de análisis de seguridad para los componentes o equipos del proceso normalmente usados en el proceso de producción de gas y crudo.
- c) Elaborar un diagrama de flujo esquemático del proceso que muestre los dispositivos de seguridad para proteger cada componente del proceso los cuales han sido correctamente seleccionados de las tablas de análisis de seguridad.
- d) Elaborar las cartas de seguridad (Causa – Efecto) de acuerdo a lo que indican la “Práctica Recomendada” 14C de API, los P&ID’s (Process and Instrumentation Diagrams), y la programación del sistema de seguridad basado en el PLC5 de Allen Bradley.

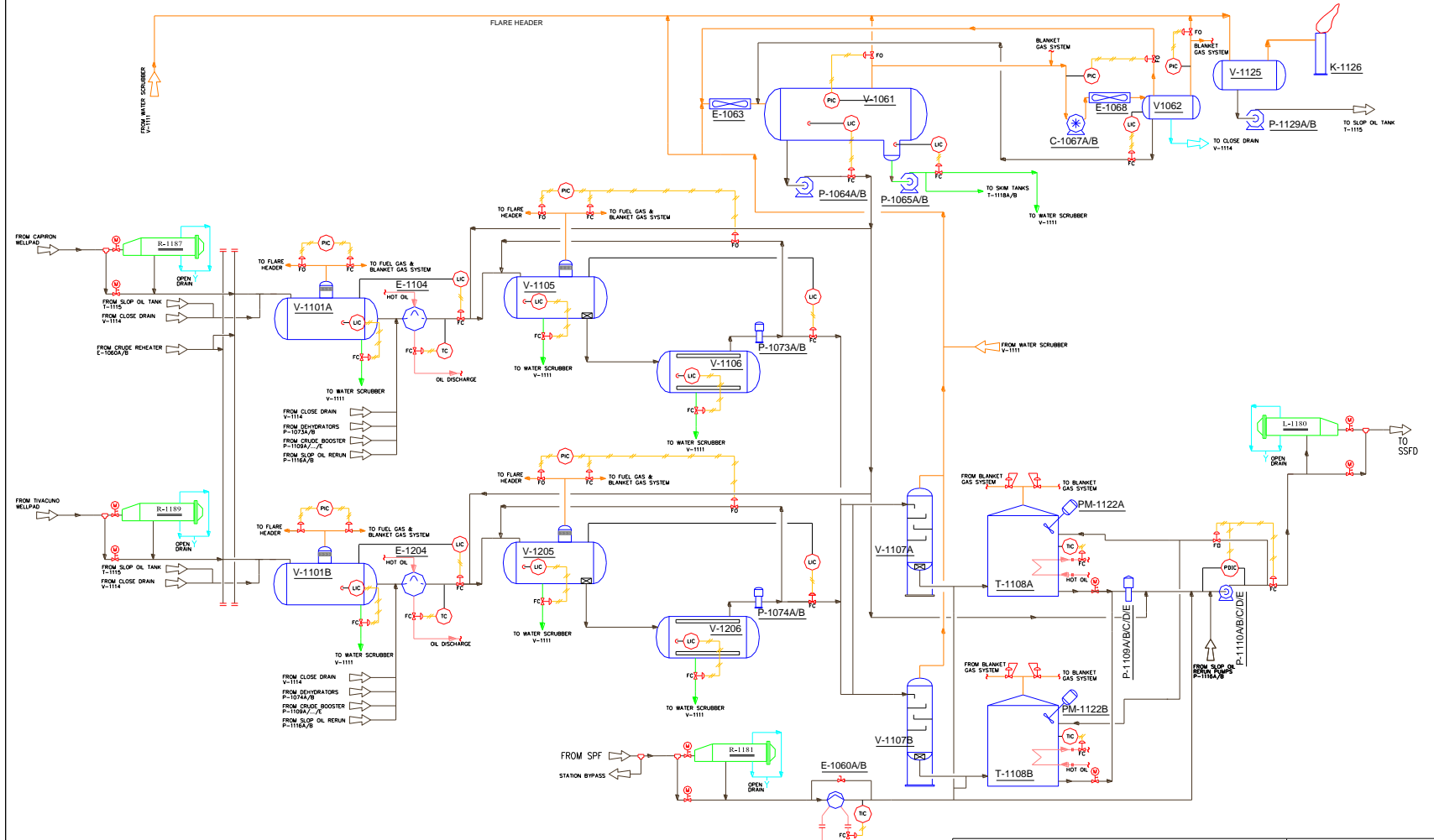
2.2.- ESQUEMAS DE LOS PROCESOS INDUSTRIALES

A continuación se muestran los diagramas de flujo de procesos, donde se describen los sistemas principales con sus respectivos equipos y lazos de control para nivel, presión, temperatura u otra variable para una planta de producción de gas y crudo.



PROCESS FLOW DIAGRAM IRO A WELLPAD	DRAWN BY: MARY SANDOVAL	DATE: 01-03-2007
		DRAWING NO. 2.1

- R-1187 FREE WATER KNOCKOUTS
- V-1101A/B CRUDE OIL HEATERS
- E-1104 CRUDE OIL HEATERS
- V-1105 PRODUCTION SEPARATORS
- V-1106 DEHYDRATORS
- P-1073A/B DEHYDRATORS PUMPS
- V-1107A/B DEGASSING BOOTS
- T-1108A/B CRUDE OIL SURGE TANKS
- PM-1122A/B CRUDE OIL SURGE TANK MIXERS
- P-1109A/B/C/D/E CRUDE OIL BOOSTER PUMPS
- P-1110A/B/C/D/E/F CRUDE OIL TRANSFER PUMPS
- V-1061 RECOVERY GAS SEPARATOR
- E-1063 RECOVERY GAS COOLER
- P-1064A/B RECOVERY CONDENSATE BOOSTER PUMPS
- P-1065A/B RECOVERY GAS SEPARATOR WATER PUMPS
- C-1067A/B RECOVERY GAS VACUUM PUMPS
- P-2059A/B RECYCLE WATER PUMPS
- V-2062 RECYCLE WATER SEPARATOR
- L-1180 CRUDE OIL LAUNCHER
- R-1189 RECEIVER CRUDE OIL
- E-1204 CRUDE OIL HEATERS
- V-1205 PRODUCTION SEPARATORS
- V-1206 DEHYDRATORS
- P-1074A/B DEHYDRATORS PUMPS
- V-1107A/B DEGASSING BOOTS
- T-1108A/B CRUDE OIL SURGE TANKS
- PM-1122A/B CRUDE OIL SURGE TANK MIXERS
- P-1109A/B/C/D/E CRUDE OIL BOOSTER PUMPS
- P-1110A/B/C/D/E/F CRUDE OIL TRANSFER PUMPS
- V-1061 RECOVERY GAS SEPARATOR
- E-1063 RECOVERY GAS COOLER
- P-1064A/B RECOVERY CONDENSATE BOOSTER PUMPS
- P-1065A/B RECOVERY GAS SEPARATOR WATER PUMPS
- C-2067A/B RECOVERY GAS VACUUM PUMPS
- P-2059A/B RECYCLE WATER PUMPS
- V-2062 RECYCLE WATER SEPARATOR
- L-1180 CRUDE OIL LAUNCHER
- R-1181 RECEIVER CRUDE OIL
- E-1068 VACUUM PUMP SEAL WATER COOLER
- V-2125 FLARE K.O. DRUM
- P-2129A/B FLARE RETURN PUMPS
- K-1126 MAIN FLARE STACK



PROCESS FLOW DIAGRAM
OIL SYSTEM MAXIMUM PRODUCTION CASE

DRAWN BY: MARY SANDOVAL	DATE: 01-03-2007
DRAWING NO. 2.2	

L-1188

TIVACINO PRODUCED WATER
PIPELINE PIG LAUNCHER

L-1186

CAPIRON PRODUCED WATER
PIPELINE PIG LAUNCHER

V-1111

PRODUCED WATER
SCRUBBER

P-1128A/B/C

CLOSED DRAIN RETURN PUMPS

V-1114

CLOSED DRAIN
VESSEL

V-1112A/B

PRODUCED WATER
FLOTATION CELLS

P-1117A/B/C

FLOTATION CELL
WATER PUMPS

T-1118A/B

PRODUCED WATER
SKIM TANKS

T-1115

SLOP OIL
RERUN TANK

M-1143

SLOP OIL RERUN
TANK MIXER

P-1116A/B

SLOP OIL RERUN PUMPS

P-1121A/B/C

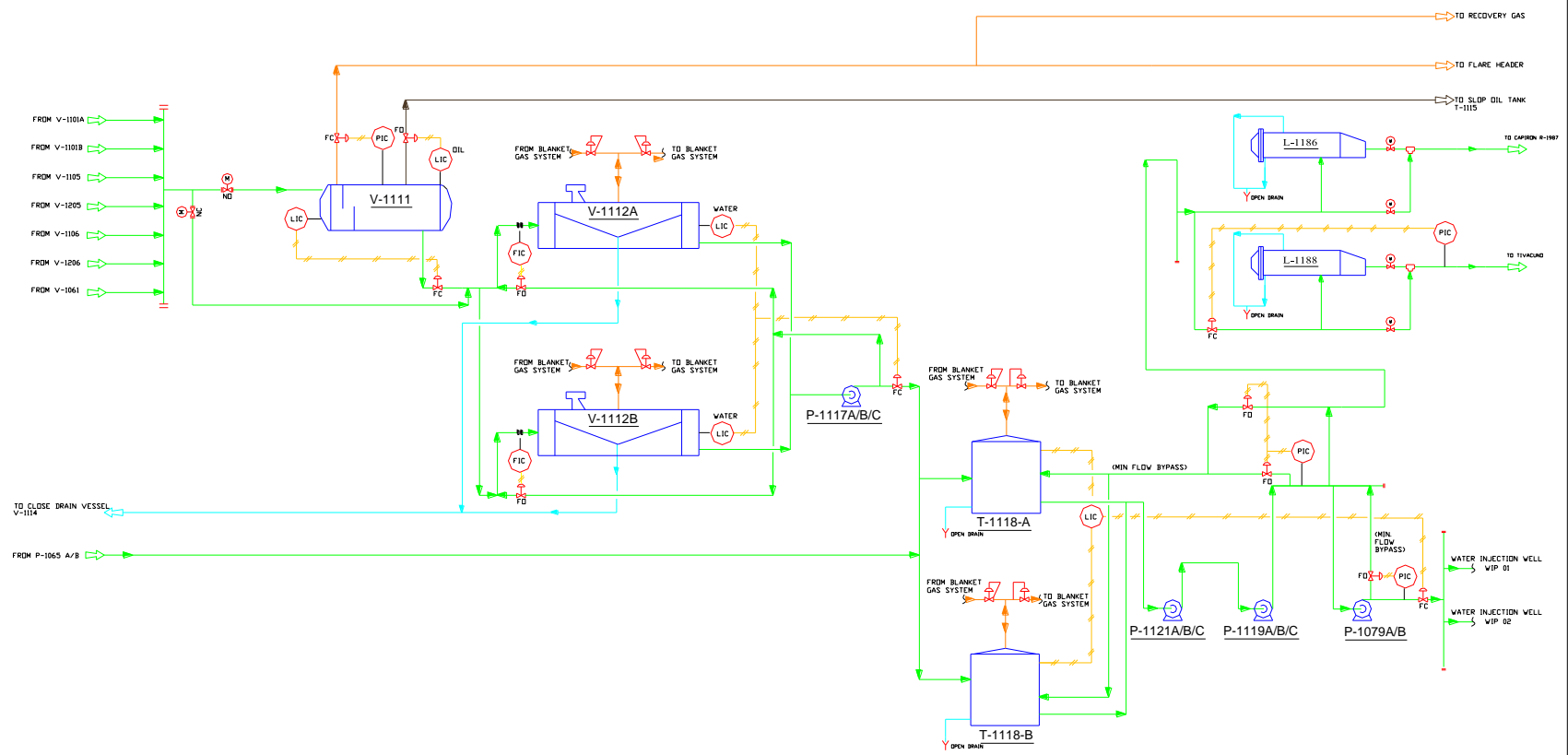
PRODUCED WATER
BOOSTER PUMPS

P-1119A/B

PRODUCED WATER
INJECTION PUMPS

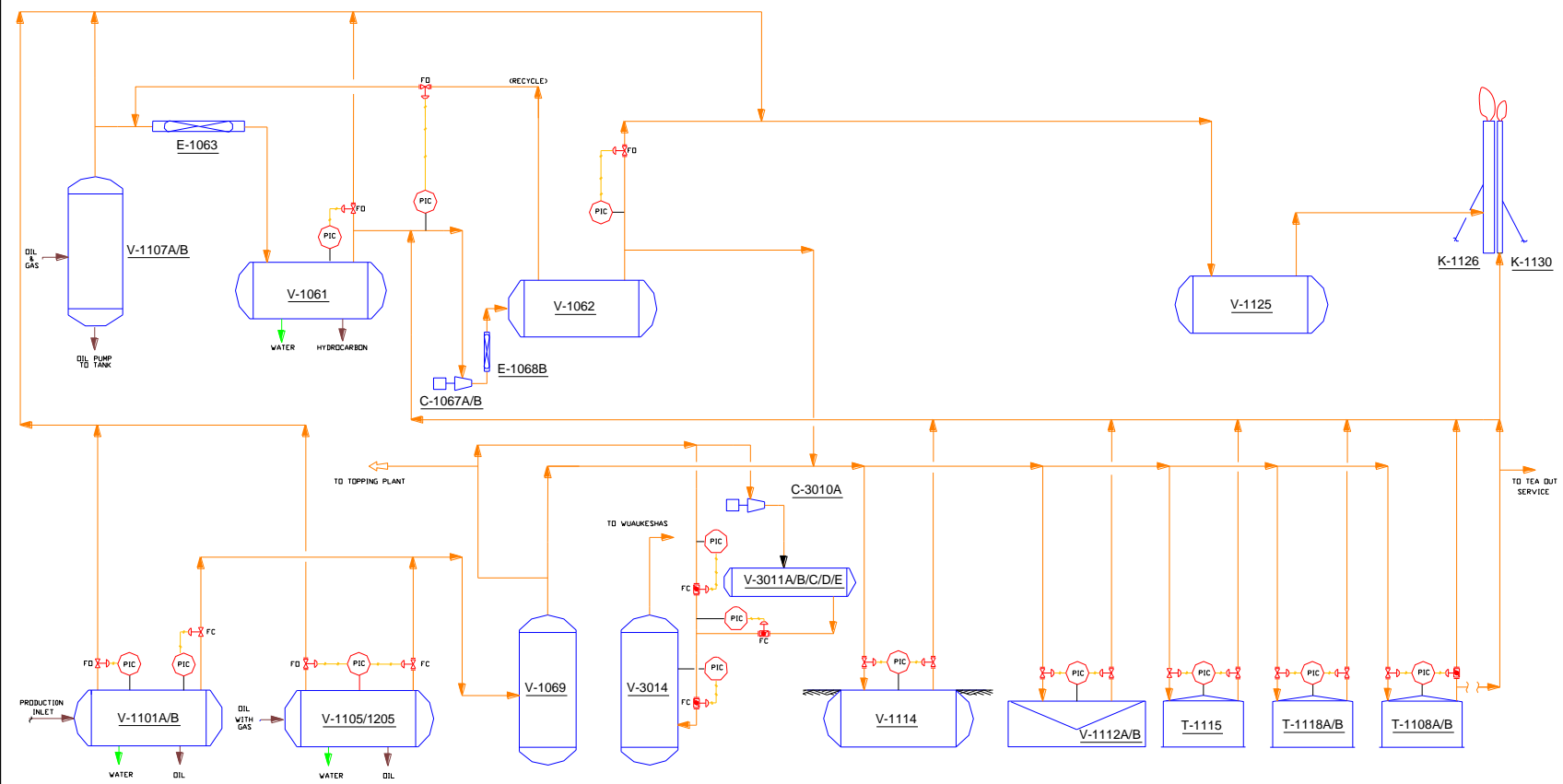
P-1079A/B

HIGH PRESSURE
INJECTION PUMPS



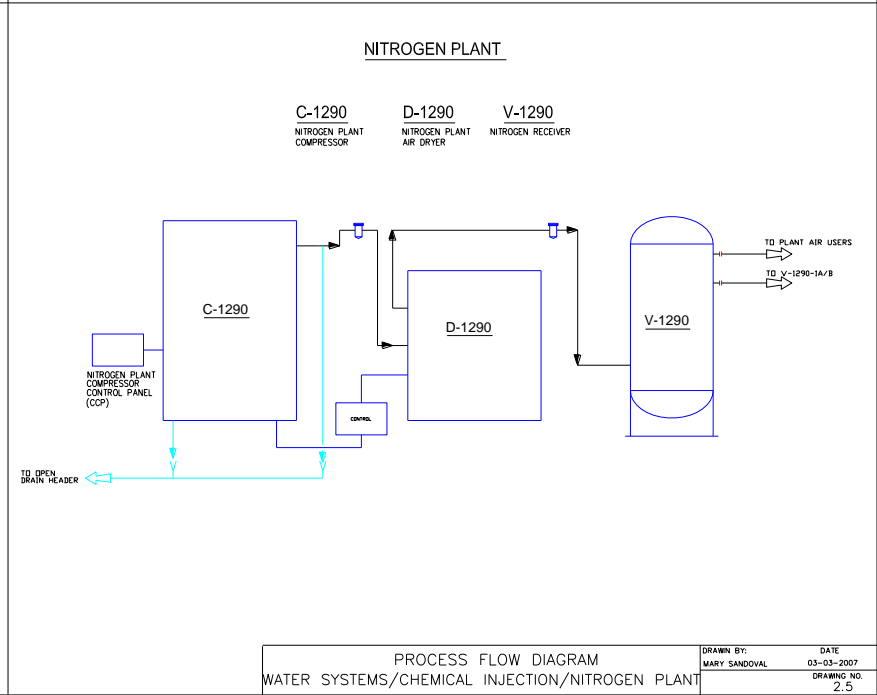
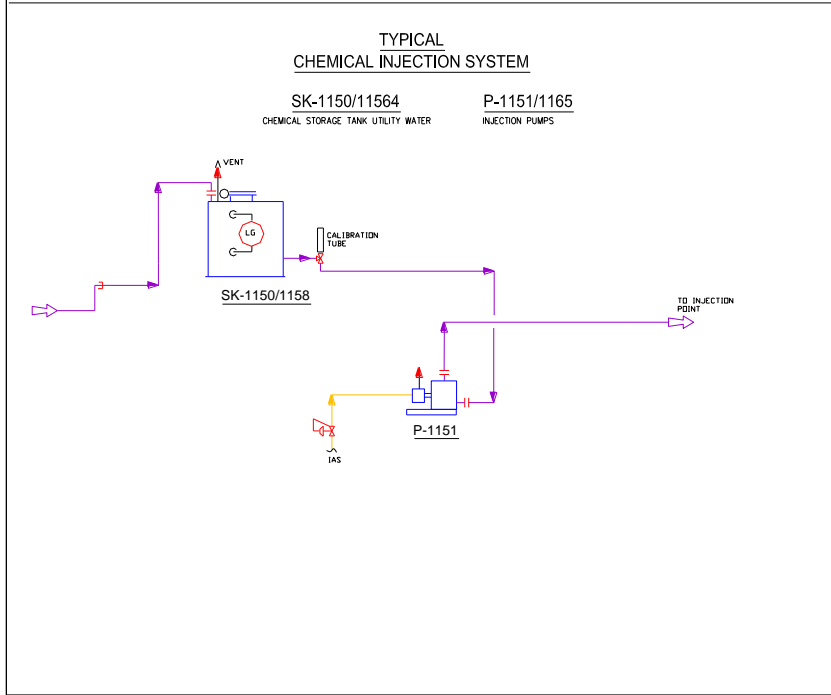
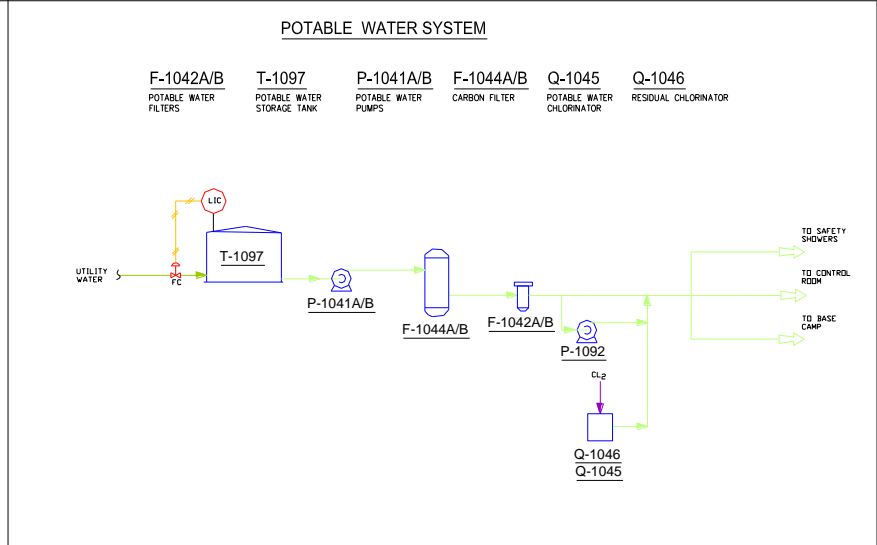
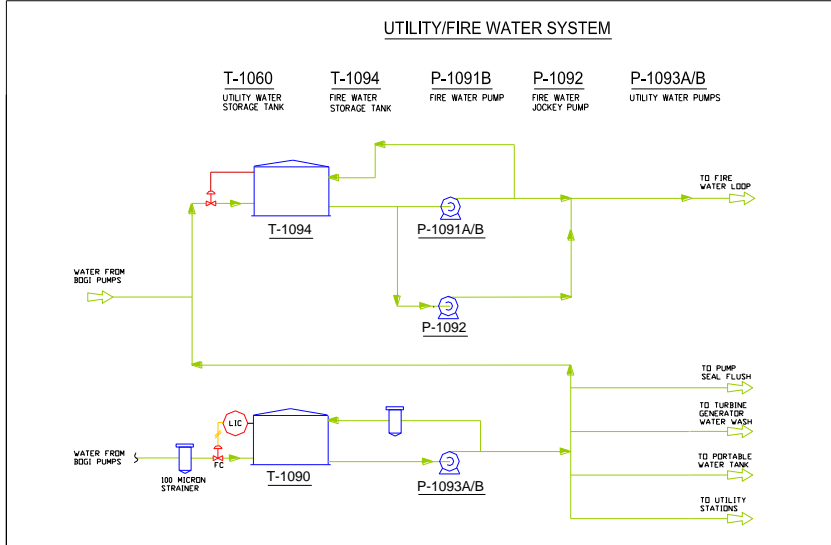
PROCESS FLOW DIAGRAM WATER SYSTEM MAXIMUM PRODUCTION CASE		DRAWN BY: MARY SANDOVAL	DATE 02-03-2007
			DRAWING NO. 2.3

V-1107A/B DEGASSING BOOTS	E-1063 RECOVERY GAS COOLER	V-1101A/B FREE WATER KNOCKOUT VESSELS	V-1061 RECOVERY GAS SEPARATOR	C-1067A/B RECOVERY GAS PRODUCTION PUMPS	V-1105/1205 PRODUCTION SEPARATORS	V-1062 VACUUM PUMP WATER SEPARATOR	V-1069 BLANKET GAS SCRUBBER	V-1114 CLOSED DRAIN VESSEL	V-1112A/B FLOTATION CELLS	T-1115 SLOP OIL TANK	V-1125 FLARE K.O. DRUM	T-1118A/B WATER SKIM TANK	T-1108A/B CRUDE OIL SURGE TANKS	K-1126 MAIN FLARE STACK	K-1130 TANK VENT FLARE STACK
E-1068B GAS COOLER	C-3010A GAS COMPRESSOR	V-3011A/B/C/D/E MP GAS STORAGE		V-3014 BLANKET GAS SCRUBBER											

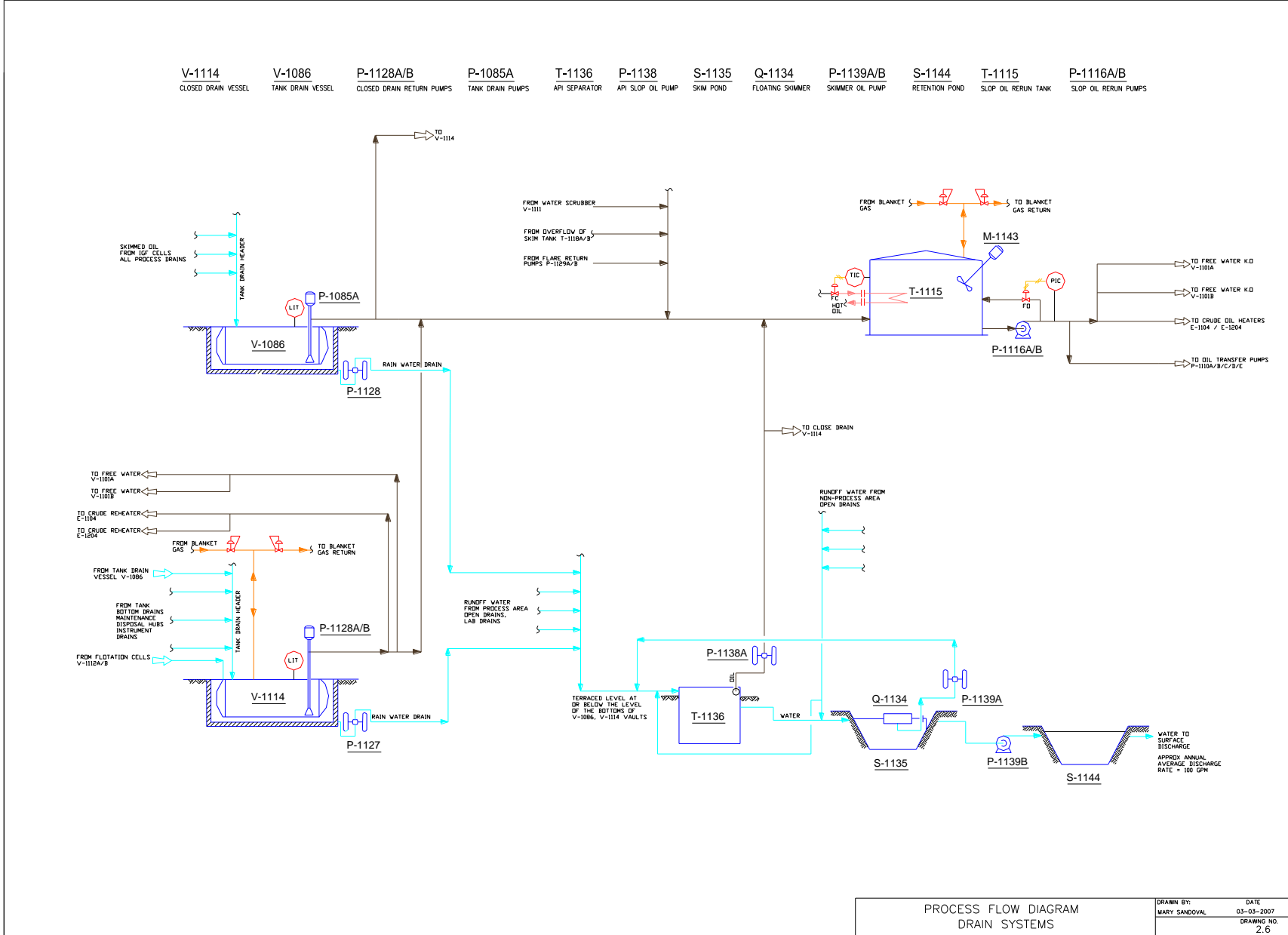


PROCESS FLOW DIAGRAM
BLANKET GAS SYSTEM

DRAWN BY: MARY SANDOVAL	DATE 02-03-2007
	DRAWING NO. 2.4

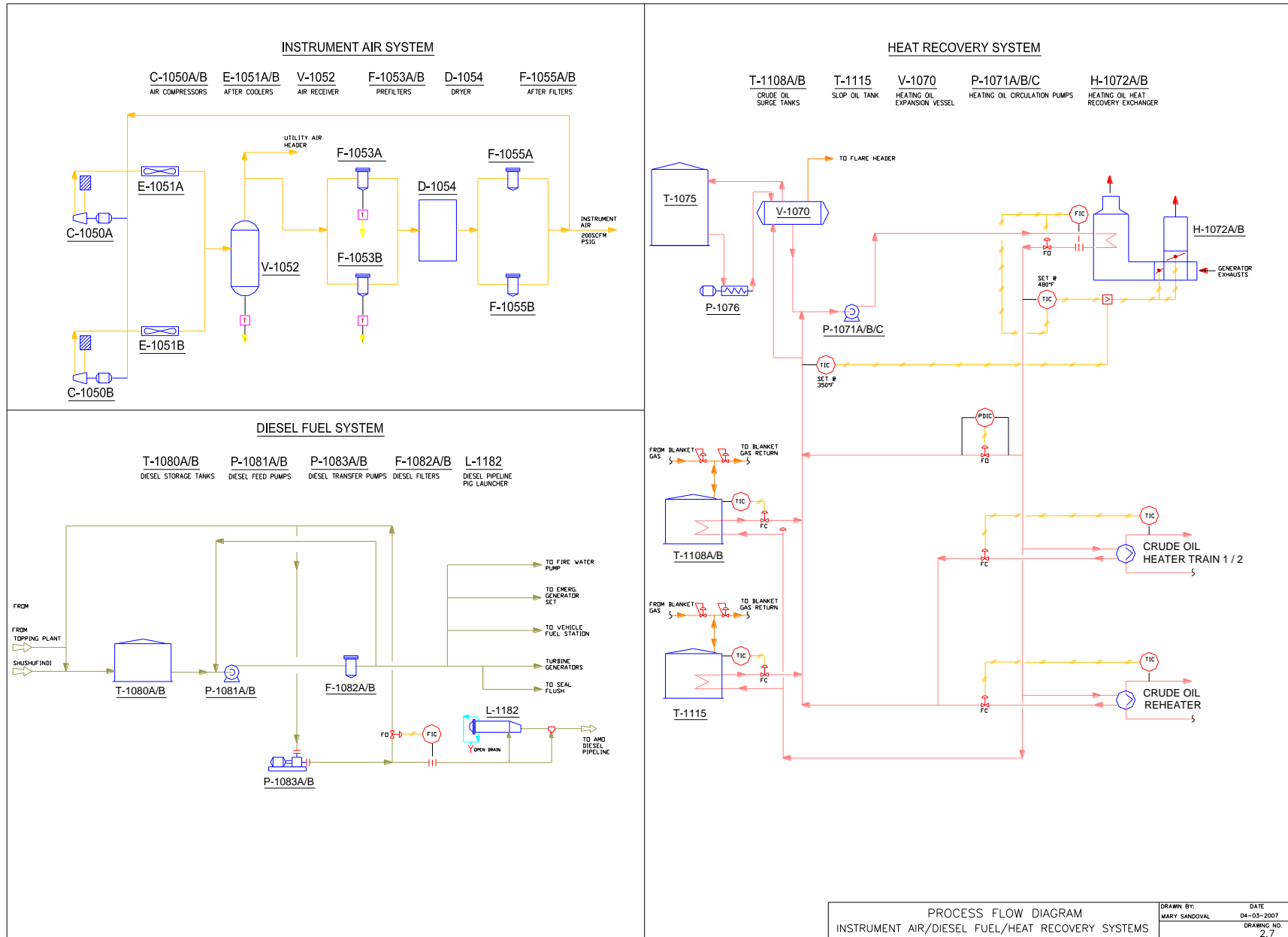


PROCESS FLOW DIAGRAM WATER SYSTEMS/CHEMICAL INJECTION/NITROGEN PLANT	DRAWN BY: MARY SANDOVAL DATE: 03-03-2007 DRAWING NO.: 2.5
---	---



PROCESS FLOW DIAGRAM
DRAIN SYSTEMS

DRAWN BY:	DATE
MARY SANDOVAL	03-03-2007
DRAWING NO.	2.6



2.3.- TABLAS DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD

En las tablas de análisis de seguridad para cada componente del proceso se muestra el análisis de los eventos indeseables que podrían afectar al componente o equipo.

2.3.1.- CABEZAS DE POZO Y LÍNEAS DE FLUJO

Tabla 2.1.- Tabla de análisis de seguridad – Líneas de flujo

Evento Indeseable	Causa	Condición Anormal Detectable
Sobrepresión	Línea bloqueada Regulador obstruido con la corriente Falla del control de flujo contracorriente Válvula de salida cerrada	Presión alta
Fuga	Desgaste o daño Corrosión Vibración	Presión baja

2.3.2.- LÍNEAS DE INYECCIÓN A LA CABEZA DE POZO

Tabla 2.2.- Tabla de análisis de seguridad – Línea de inyección a cabeza de pozo

Evento Indeseable	Causa	Condición Anormal Detectable
Sobrepresión	Salida bloqueada Falla de control contracorriente Formación tapada	Presión alta
Fuga	Desgaste o daño Corrosión Vibración	Presión baja

2.3.3.- CABEZALES

Tabla 2.3.- Tabla de análisis de seguridad – Cabezales

Evento Indeseable	Causa	Condición Anormal Detectable
Sobrepresión	Salida bloqueada Falla de control contracorriente Exceso de caudal entrante	Presión alta
Fuga	Desgaste Corrosión Daño por impacto Vibración	Presión baja

2.3.4.- TUBERÍAS

Tabla 2.4.- Tabla de análisis de seguridad – Tuberías

Evento Indeseable	Causa	Condición Anormal Detectable
Sobrepresión	Línea bloqueada Dilatación térmica Exceso en la descarga del caudal entrante	Presión alta
Fuga	Desgaste Corrosión Daño por impacto Vibración	Presión baja

2.3.5.- RECIPIENTES DE PRESIÓN

Tabla 2.5.- Tabla de análisis de seguridad – Recipientes de presión

Evento Indeseable	Causa	Condición Anormal Detectable
Sobrepresión	Salida bloqueada Exceso en la descarga del caudal entrante Falla del sistema de control de presión Dilatación térmica Exceso de calor entrante	Presión alta
Bajapresión	Exceso de retiros en el caudal entrante Contracción térmica Salida abierta Falla del sistema de control de presión	Presión baja
Sobreflujo de líquido	Exceso en la descarga del caudal entrante Flujo de trozos de metal líquido Salida de líquido bloqueada Falla del sistema de control de nivel	Nivel de líquido alto
Fuga de gas	Exceso de retiros en el caudal entrante Salida de líquido abierta Falla del sistema de control de nivel	Nivel de líquido bajo
Fuga	Deterioro Desgaste Corrosión Daño por impacto Vibración	Presión baja Nivel de líquido bajo
Exceso de temperatura	Falla del sistema de control de temperatura Temperatura de entrada alta	Temperatura alta

2.3.6.- RECIPIENTES ATMOSFÉRICOS

Tabla 2.6.- Tabla de análisis de seguridad – Recipientes atmosféricos

Evento Indeseable	Causa	Condición Anormal Detectable
Sobrepresión	Salida bloqueada Exceso en la descarga del caudal entrante Falla del sistema de control de presión Dilatación térmica Exceso de calor entrante	Presión alta

2.3.7.- COMPRESORES

Tabla 2.7.- Tabla de análisis de seguridad – Compresores

Evento Indeseable	Causa	Condición Anormal Detectable
Sobrepresión (succión)	Excesivo caudal entrante Falla del sistema de control de presión Mal funcionamiento del compresor	Presión alta
Sobrepresión (descarga)	Línea de descarga bloqueada Exceso de contra presión Presión de entrada alta Sobrevelocidad	Presión alta
Fuga	Desgaste o daño Corrosión Vibración	Presión baja Concentración de gas alta
Exceso de temperatura	Falla del enfriador Exceso en la relación de compresión Flujo insuficiente	Temperatura alta

2.3.8.- BOMBAS

Tabla 2.8.- Tabla de análisis de seguridad – Bombas

Evento Indeseable	Causa	Condición Anormal Detectable
Sobrepresión	Línea de descarga bloqueada Mal funcionamiento de la bomba Exceso de contra presión Presión de entrada alta Sobrevelocidad Incremento de la densidad de fluido	Presión alta
Fuga	Desgaste Corrosión Daño por impacto Vibración	Presión baja

2.3.9.- INTERCAMBIADORES DE CALOR

Tabla 2.9.- Tabla de análisis de seguridad – Intercambiadores de calor

Evento Indeseable	Causa	Condición Anormal Detectable
Sobrepresión	Línea bloqueada Exceso en la descarga del caudal entrante Dilatación térmica Vaporización	Presión alta
Fuga	Desgaste Corrosión Daño por impacto Vibración	Presión baja

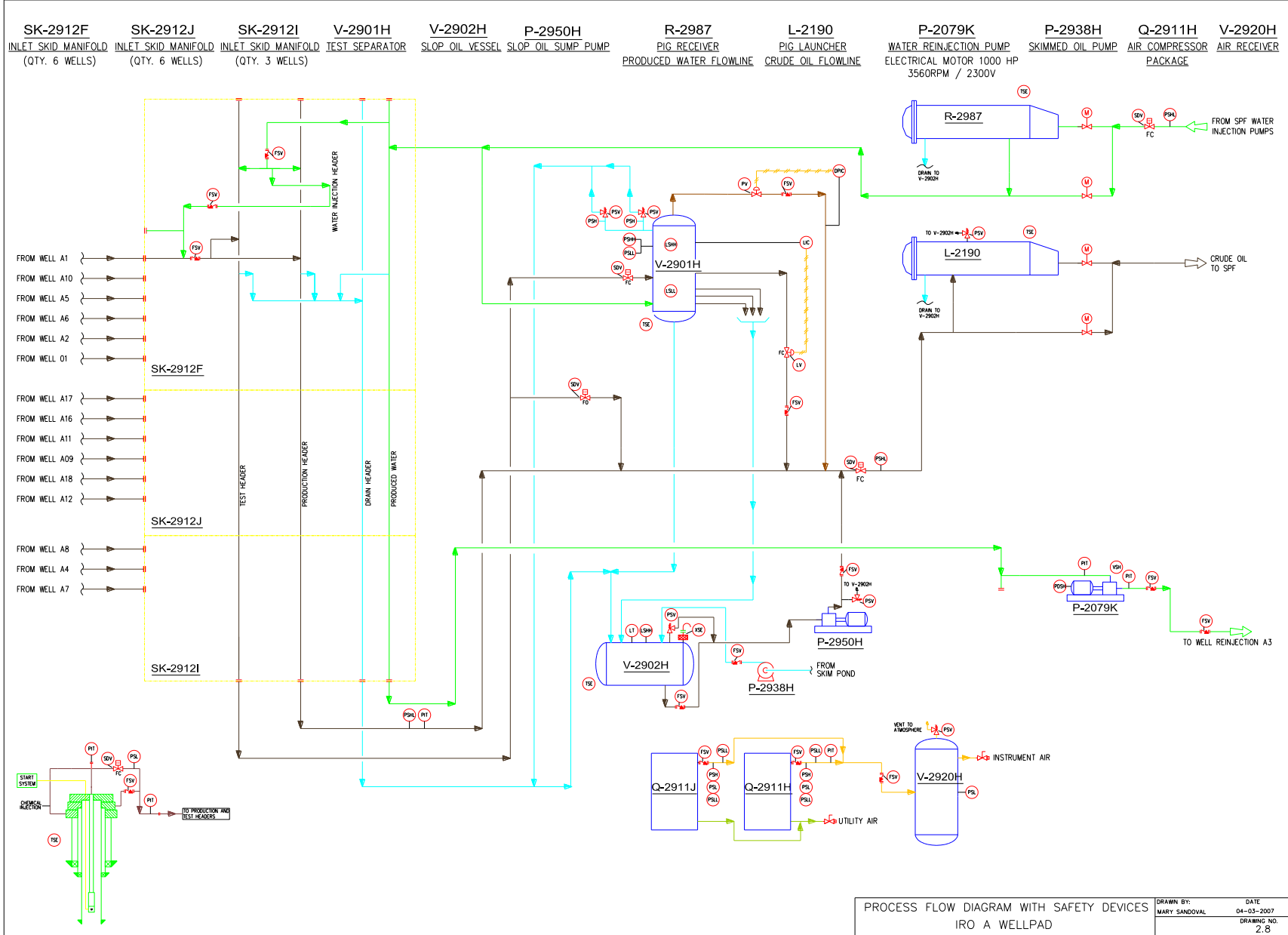
2.3.10.- RECIPIENTES INFLAMADOS

Tabla 2.10.- Tabla de análisis de seguridad – Recipientes inflamados

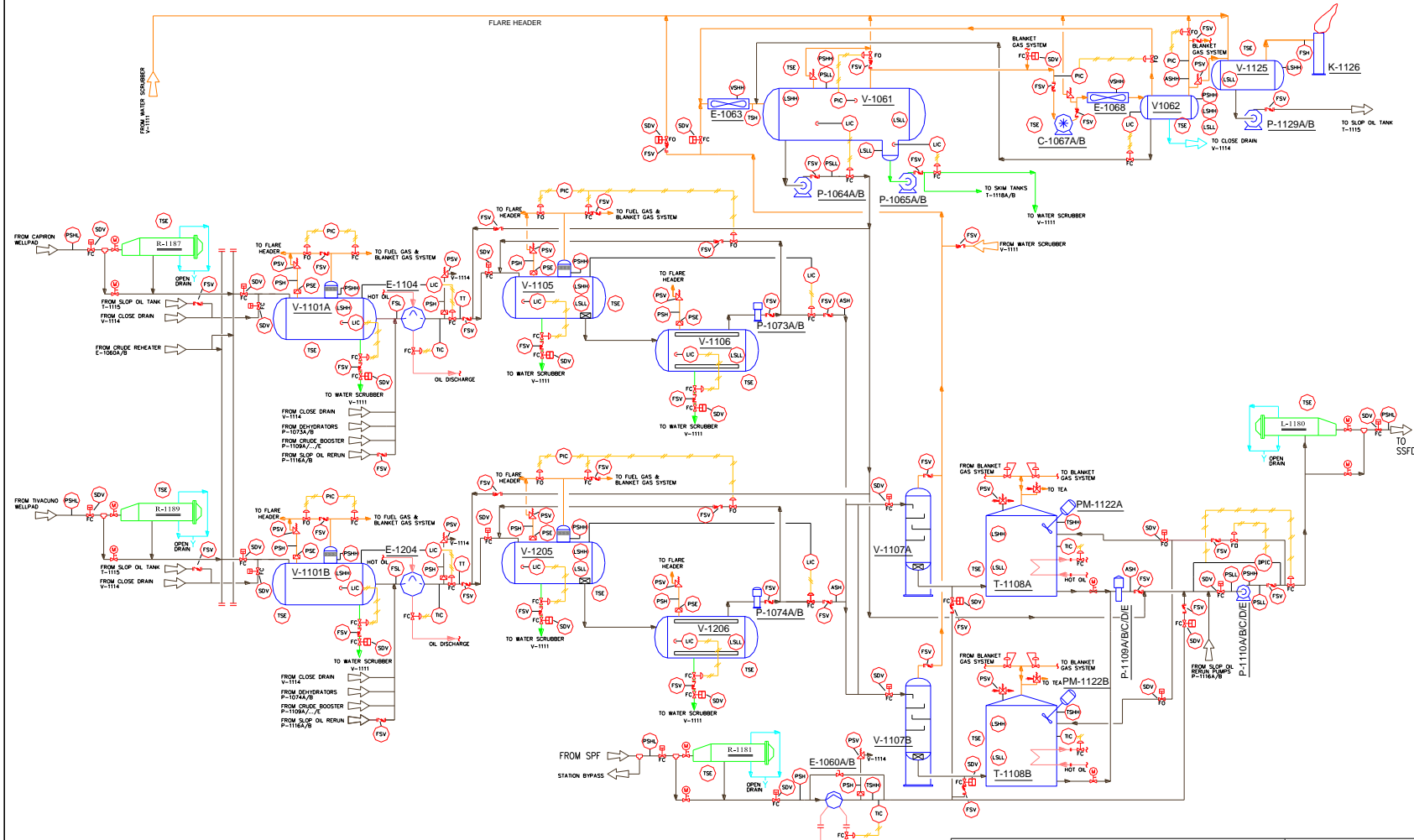
Evento Indeseable	Causa	Condición Anormal Detectable
Exceso de temperatura	Falla del sistema de control de temperatura Flujo inadecuado Transferencia de calor limitado	Temperatura alta (proceso) Temperatura alta (chimenea) Relación de flujo baja
Encendido directo	Emisión de fuego desde la toma de aire Emisión de chispa desde la chimenea de escape Exceso de temperatura en la chimenea Superficie caliente descubierta	Fuego Temperatura alta (chimenea)
Fuga	Deterioro Desgaste Corrosión Daño por impacto Vibración	Presión baja

2.4.- SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD

A continuación se muestran los diagramas de flujo de procesos, donde se describen los sistemas principales con sus respectivos equipos, lazos de control para nivel, presión, temperatura u otra variable y los dispositivos de seguridad seleccionados de acuerdo a las tablas de análisis de seguridad para una planta de producción de gas y crudo.



- | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|----------------------|-------------------|-----------------------|-------------|-------------------|-----------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------|-------------------------|--------------------|
| R-1187 | V-1101A/B | E-1104 | V-1105 | V-1106 | P-1073A/B | V-1107A/B | T-1108A/B | P-1109A/B/C/D/E | P-1110A/B/C/D/E/F | V-1061 | P-1064A/B | P-1065A/B | C-2067A/B | P-2059A/B | V-2062 | L-1180 | |
| R-1189 | FREE WATER KNOCKOUTS | E-1204 | V-1205 | V-1206 | P-1074A/B | DEGASSING BOOTS | CRUDE OIL SURGE TANKS | CRUDE OIL BOOSTER PUMPS | CRUDE OIL TRANSFER PUMPS | RECOVERY GAS SEPARATOR | RECOVERY CONDENSATE BOOSTER PUMPS | RECOVERY GAS SEPARATOR WATER PUMPS | RECOVERY GAS VACUUM PUMPS | RECOVERY GAS VACUUM PUMPS | RECYCLE WATER PUMPS | RECYCLE WATER SEPARATOR | CRUDE OIL LAUNCHER |
| R-1181 | RECEIVER CRUDE OIL | CRUDE OIL HEATERS | PRODUCTION SEPARATORS | DEHYDRATORS | DEHYDRATORS PUMPS | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | PM-1122A/B | | L-1180 | E-1063 | K-1126 | | E-2068 | V-2125 | P-2129A/B | | |
| | | | | | | | CRUDE OIL SURGE TANK MIXERS | | LAUNCHER CRUDE OIL | RECOVERY GAS COOLER | MAIN FLARE STACK | | VACUUM PUMP SEAL WATER COOLER | FLARE K.O. DRUM | FLARE RETURN PUMPS | | |



PROCESS FLOW DIAGRAM WITH SAFETY DEVICES
OIL SYSTEM MAXIMUM PRODUCTION CASE

DRAWN BY: MARY SANDOVAL
DATE: 05-03-2007
DRAWING NO.: 2.9

L-1188

TIVACUJO PRODUCED WATER
PIPELINE PIG LAUNCHER

L-1186

CAPRON PRODUCED WATER
PIPELINE PIG LAUNCHER

V-1111
PRODUCED WATER
SCRUBBER

P-1128A/B/C
CLOSED DRAIN RETURN PUMPS

V-1114
CLOSED DRAIN
VESSEL

V-1112A/B
PRODUCED WATER
FLOTATION CELLS

P-1117A/B/C
FLOTATION CELL
WATER PUMPS

T-1118A/B
PRODUCED WATER
SKIM TANKS

T-1115
SLOP OIL
RERUN TANK

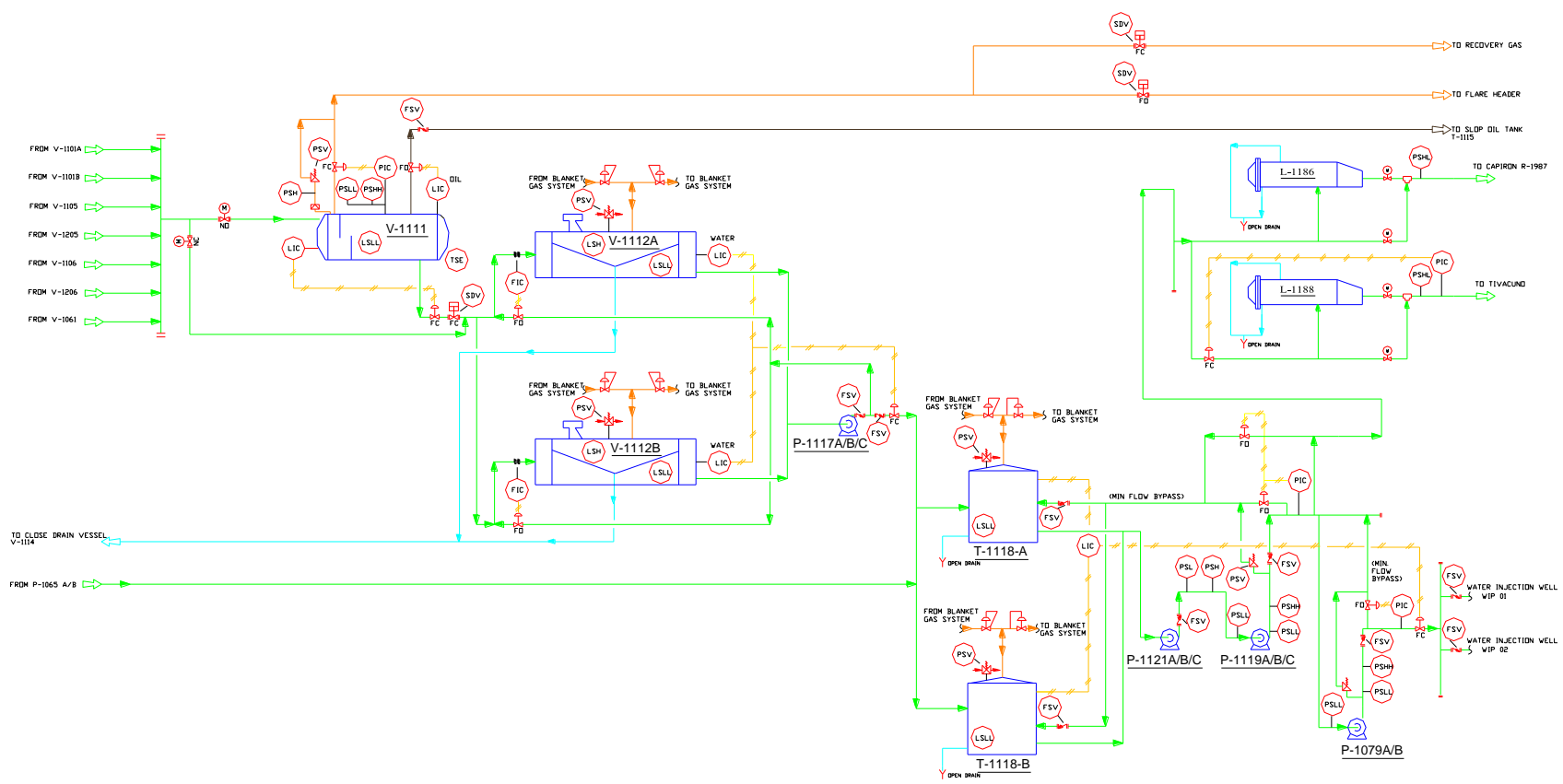
M-1143
SLOP OIL RERUN
TANK MIXER

P-1116A/B
SLOP OIL RERUN PUMPS

P-1121A/B/C
PRODUCED WATER
BOOSTER PUMPS

P-1119A/B
PRODUCED WATER
INJECTION PUMPS

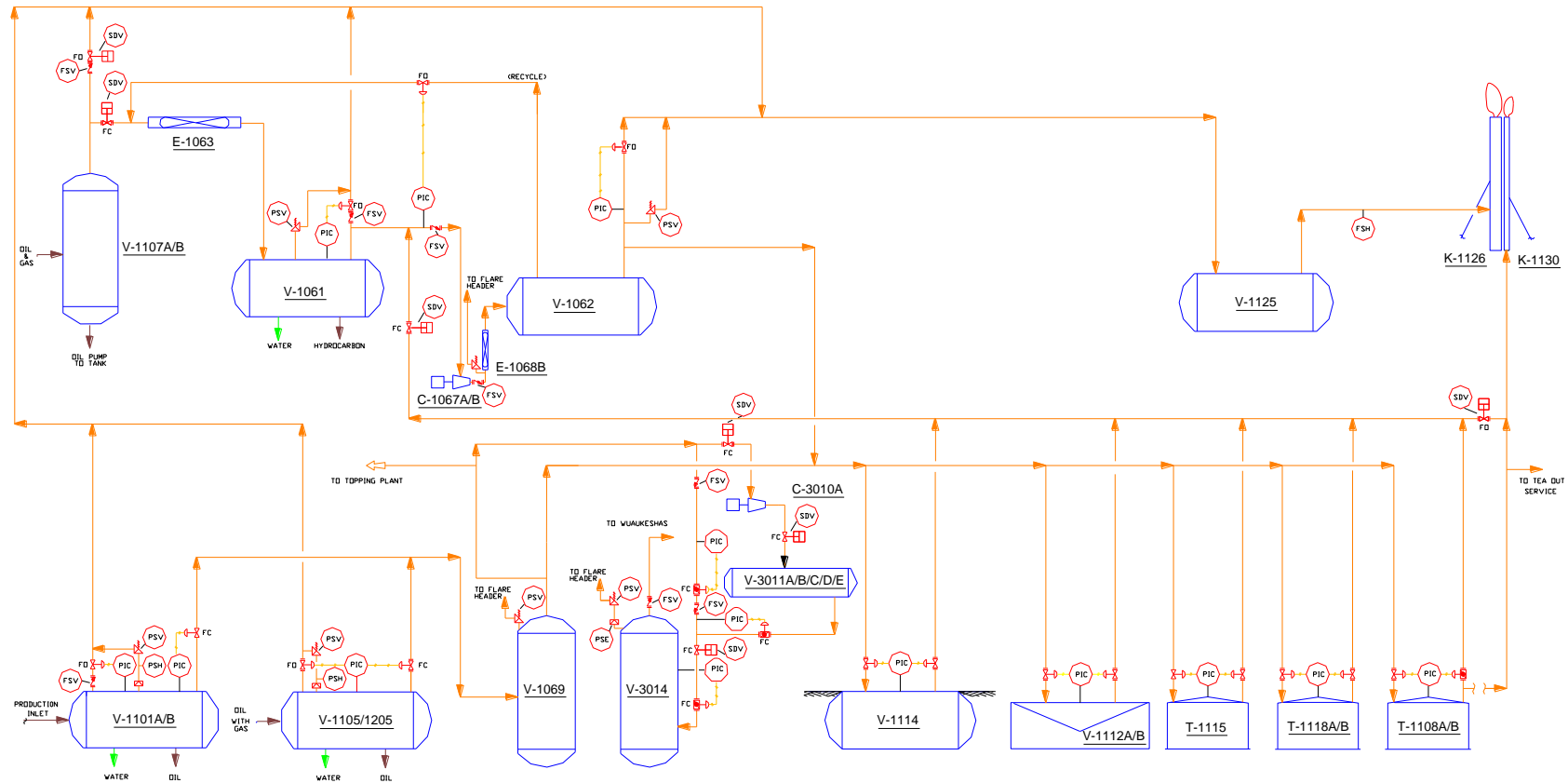
P-1079A/B
HIGH PRESSURE
INJECTION PUMPS



PROCESS FLOW DIAGRAM WITH SAFETY DEVICES
WATER SYSTEM MAXIMUM PRODUCTION CASE

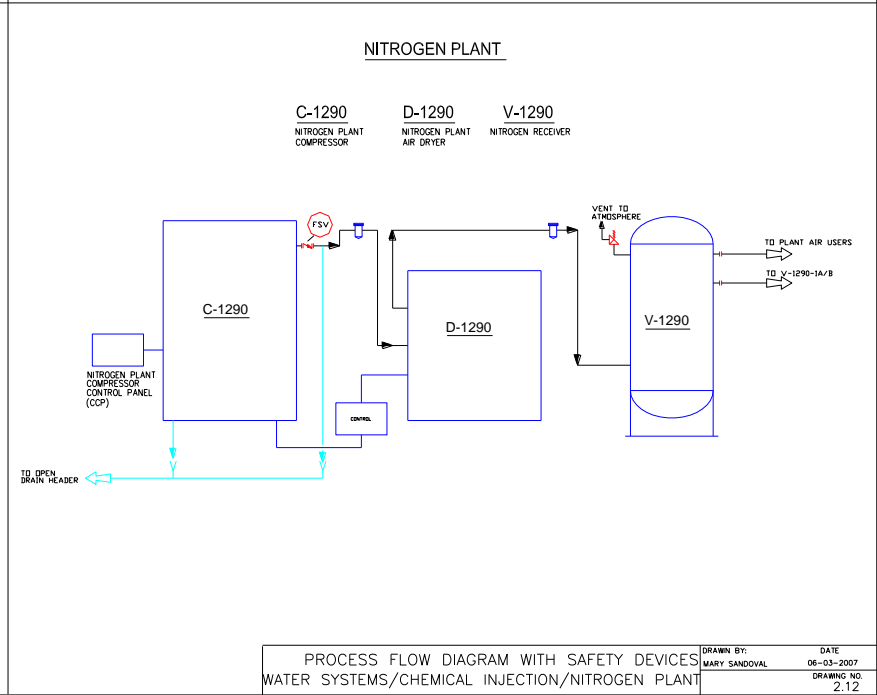
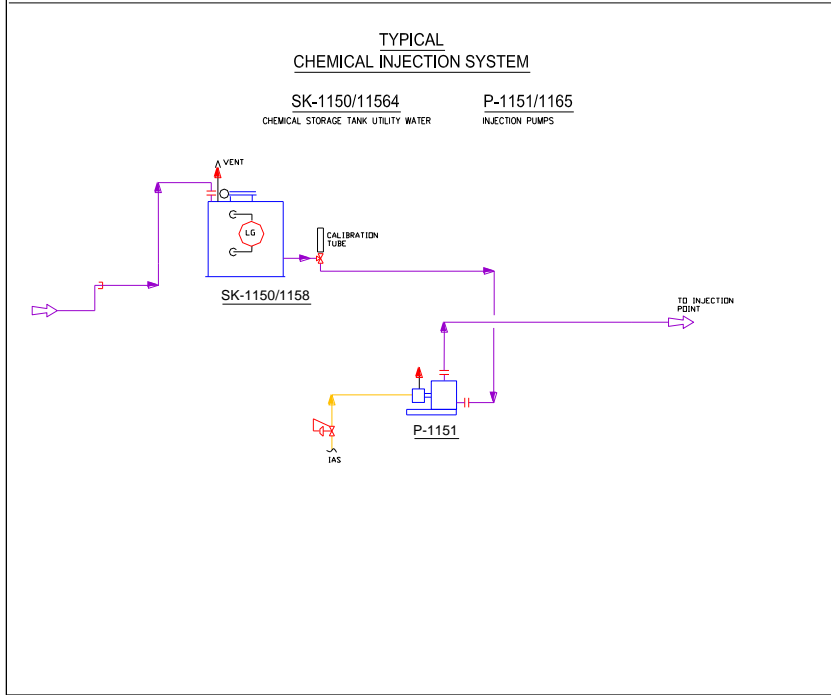
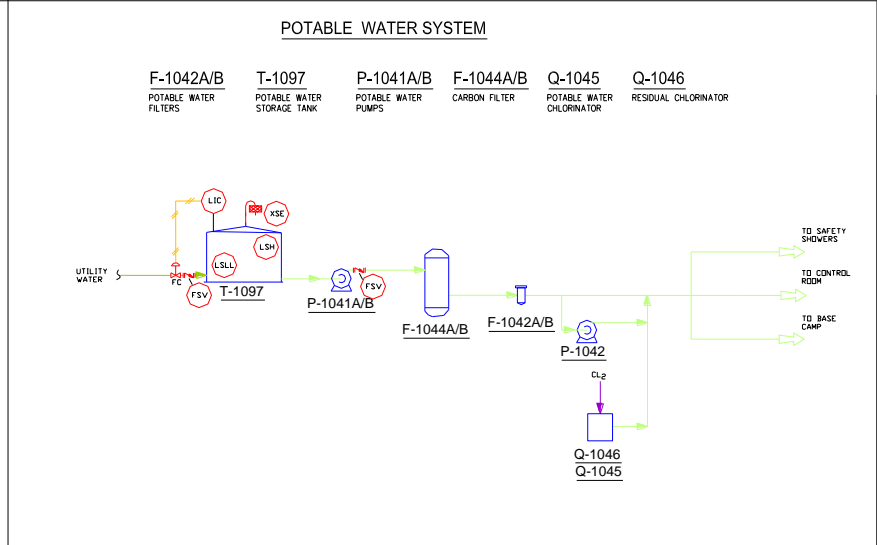
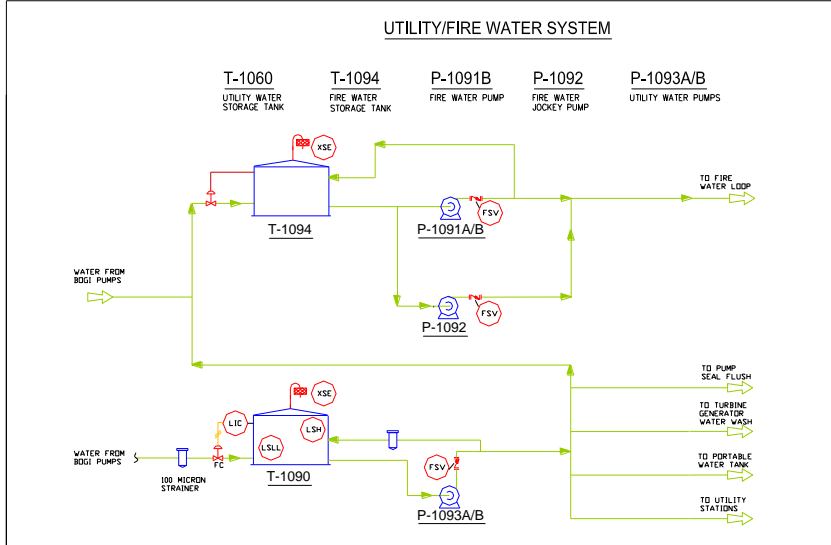
DRAWN BY:	DATE
MARY SANDOVAL	05-03-2007
	DRAWING NO.
	2.10

V-1107A/B DEGASSING BOOTS	E-1063 RECOVERY GAS COOLER	V-1101A/B FREE WATER KNOCKOUT VESSELS	V-1061 RECOVERY GAS SEPARATOR	C-1067A/B RECOVERY GAS VACUUM PUMPS	V-1105/1205 PRODUCTION SEPARATORS	V-1062 VACUUM PUMP WATER SEPARATOR	V-1069 BLANKET GAS SCRUBBER	V-1114 CLOSED DRAIN VESSEL	V-1112A/B FLOTATION CELLS	T-1115 SLOP OIL TANK	V-1125 FLARE K.O. DRUM	T-1118A/B WATER SKIM TANK	T-1108A/B CRUDE OIL SURGE TANKS	K-1126 MAIN FLARE STACK	K-1130 TANK VENT FLARE STACK
E-1068B GAS COOLER	C-3010A GAS COMPRESSOR	V-3011A/B/C/D/E MP GAS STORAGE	V-3014 BLANKET GAS SCRUBBER												

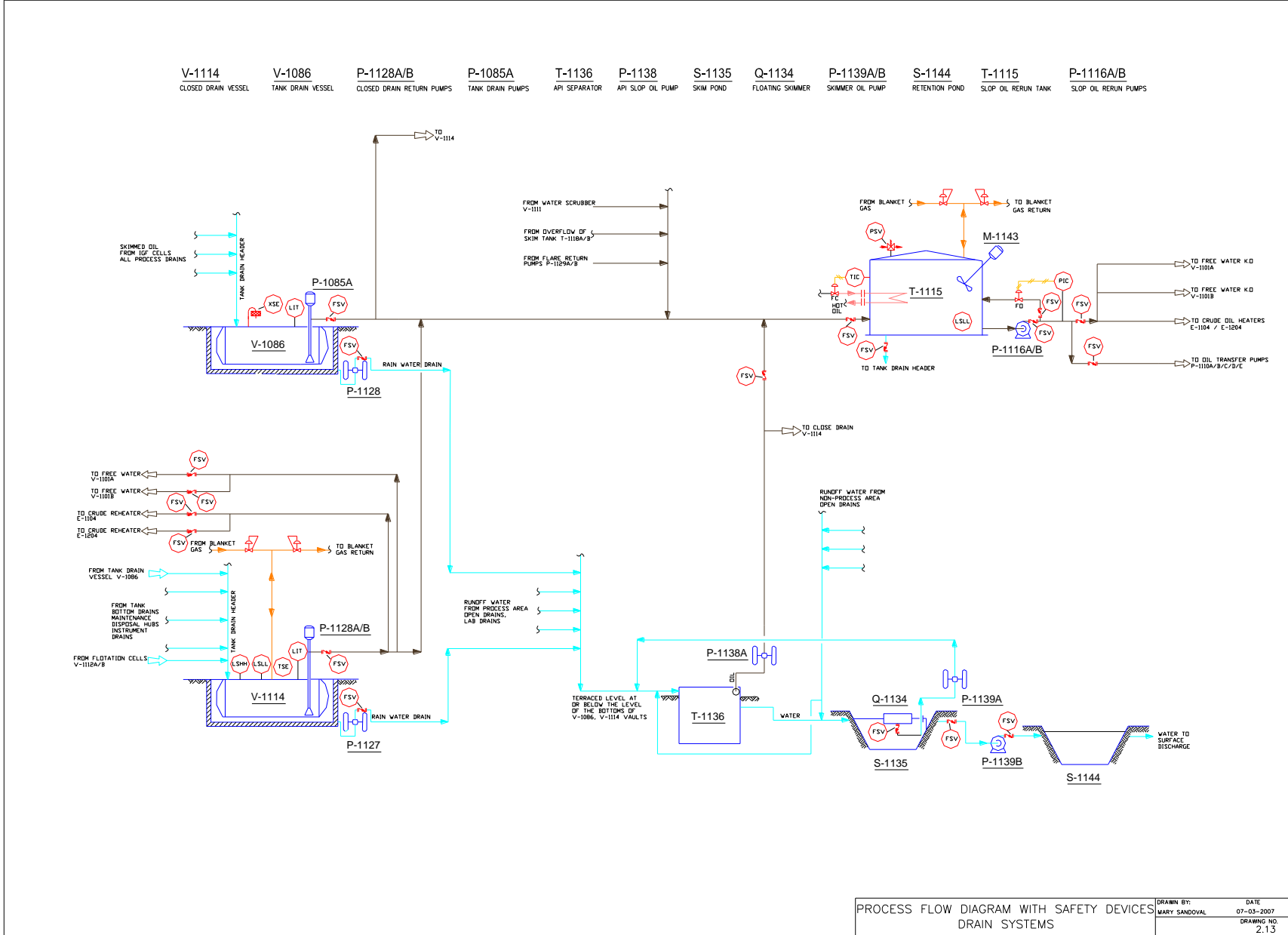


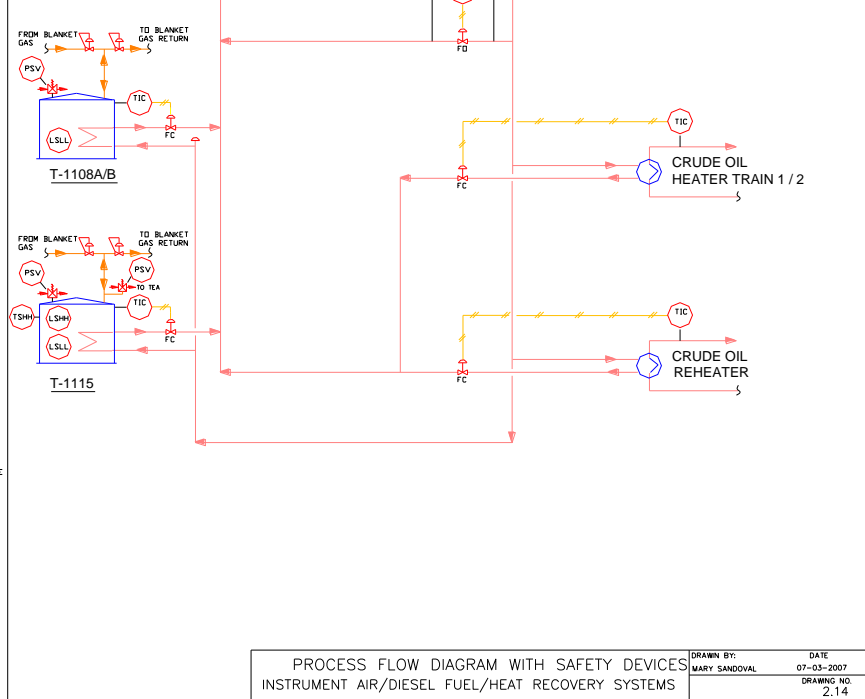
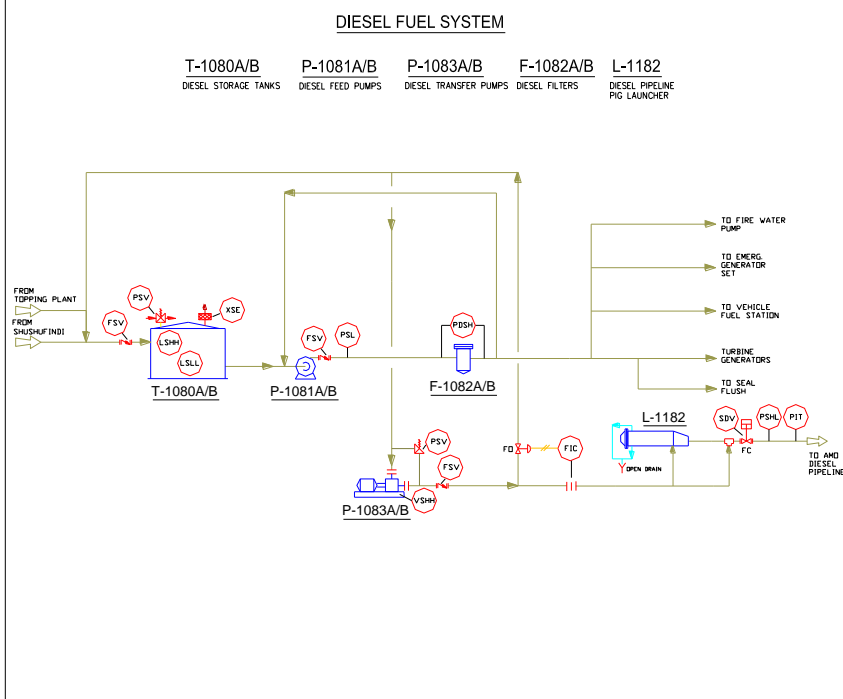
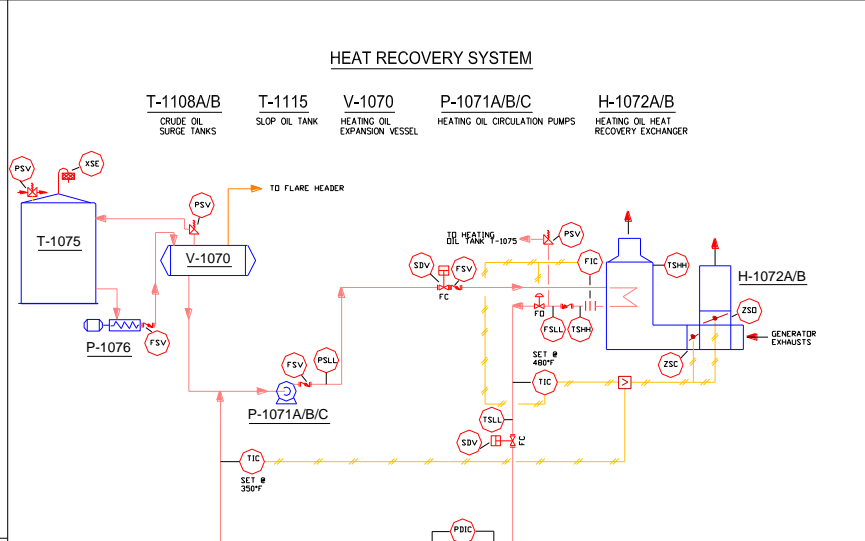
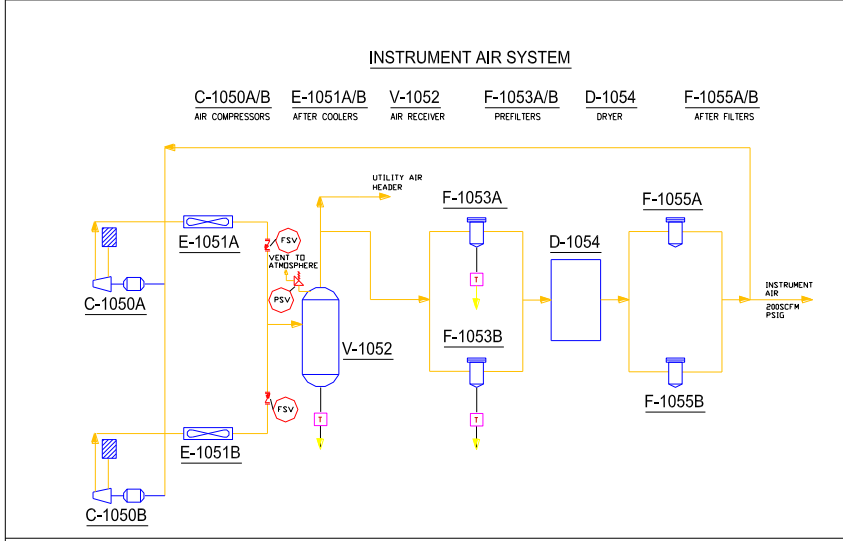
PROCESS FLOW DIAGRAM WITH SAFETY DEVICES
BLANKET GAS SYSTEM

DRAWN BY: MARY SANDOVAL
DATE: 06-03-2007
DRAWING NO. 2.11



PROCESS FLOW DIAGRAM WITH SAFETY DEVICES WATER SYSTEMS/CHEMICAL INJECTION/NITROGEN PLANT	DRAWN BY: MARY SANDOVAL DATE: 06-03-2007 DRAWING NO: 2.12
---	---





PROCESS FLOW DIAGRAM WITH SAFETY DEVICES
 INSTRUMENT AIR/DIESEL FUEL/HEAT RECOVERY SYSTEMS

DRAWN BY:	DATE
MARY SANDOVAL	07-03-2007
DRAWING NO.	2.14

2.5.- ELABORACIÓN DE LAS CARTAS DE SEGURIDAD (CAUSA-EFECTO)

En las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto) se listan todos los componentes o equipos del proceso y los sistemas de parada de emergencia con sus respectivos dispositivos de seguridad, y además se muestra todas las funciones a ser realizadas por cada dispositivo.

Para la elaboración de las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto) se utilizó la recomendación 14C de API (Práctica Recomendada para Análisis, Diseño, Instalación y Prueba de Sistemas de Seguridad Básicos de Superficie para Plataformas de Producción), la identificación de los dispositivos de seguridad de acuerdo a lo que indican los P&ID's (Diagramas de Instrumentación y Procesos) y la correcta identificación de las señales de los dispositivos de seguridad según la programación del sistema de seguridad basado en el PLC5 de Allen Bradley.

A continuación se muestran las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto) para los diferentes sistemas existentes en la producción de gas y crudo.

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART
(SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: IRO-A

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID

FUNCTION PERFORMED

ESD ALARM SCADA_CR
ESD ALARM_LP
PSD ALARM SCADA_CR
PSD ALARM_LP
PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR
PROCESS SAFETY ALARM_LP
PROCESS PREVENTIVE ALARM SCADA_CR
PROCESS PREVENTIVE ALARM_LP
PRESSURE RELIEF
VACUUM RELIEF
MINIMIZE BACKFLOW
CLOSE VALVE - WELL A1
CLOSE VALVE - WELL A2
CLOSE VALVE - WELL A5
CLOSE VALVE - WELL A6
KELTRONICS PERMISSIVE - STOP WELL A1
KELTRONICS PERMISSIVE - STOP WELL A2
KELTRONICS PERMISSIVE - STOP WELL A5
KELTRONICS PERMISSIVE - STOP WELL A6
CLOSE VALVE - PRODUCED WATER
CLOSE VALVE - CRUDE LAUNCHER
CLOSE VALVE - TEST SEPARATOR
OPEN BYPASS VALVE - TEST SEPARATOR
CLOSE VALVE - OULET OIL
CLOSE VALVE - OULET GAS
HORN PANEL S/D VALVE
PUMP PERMISSIVE - STOP P-2998H
PUMP PERMISSIVE - STOP P-2079K
PUMP PERMISSIVE - STOP P-9106

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID	ALTERNATE PROTECTION		ESD ALARM SCADA_CR	ESD ALARM_LP	PSD ALARM SCADA_CR	PSD ALARM_LP	PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR	PROCESS SAFETY ALARM_LP	PROCESS PREVENTIVE ALARM SCADA_CR	PROCESS PREVENTIVE ALARM_LP	PRESSURE RELIEF	VACUUM RELIEF	MINIMIZE BACKFLOW	CLOSE VALVE - WELL A1	CLOSE VALVE - WELL A2	CLOSE VALVE - WELL A5	CLOSE VALVE - WELL A6	KELTRONICS PERMISSIVE - STOP WELL A1	KELTRONICS PERMISSIVE - STOP WELL A2	KELTRONICS PERMISSIVE - STOP WELL A5	KELTRONICS PERMISSIVE - STOP WELL A6	CLOSE VALVE - PRODUCED WATER	CLOSE VALVE - CRUDE LAUNCHER	CLOSE VALVE - TEST SEPARATOR	OPEN BYPASS VALVE - TEST SEPARATOR	CLOSE VALVE - OULET OIL	CLOSE VALVE - OULET GAS	HORN PANEL S/D VALVE	PUMP PERMISSIVE - STOP P-2998H	PUMP PERMISSIVE - STOP P-2079K	PUMP PERMISSIVE - STOP P-9106				
	I.D.	SERVICE		SAC REF	ALTERNATE DEVICE																																	
		ESD	FIRE WELLS_ZONE			X	X										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			
			PSHL-98211	A.4.A.1/B.1		X	X			X		X					X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
			PIT-98211			X	X			X		X					X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
			PIT-98504-1			X	X			X		X					X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
			PSLL-98504-1	A.8.AD.1		X	X			X		X					X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
			HS-98203			X	X			X		X					X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
200-082-280-1	PW	A1	PRODUCTION WELL A1	TIS-98011-1		X	X									X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
				PSH-98006-1	A.3.A.1					X						X																						
				PSL-98003-1	A.3.B.1					X																												
				PSHL-98007-1	A.1.A.1/B.1											X																						
				FSV-92280-1	A.2.D.1											X																						
	PW	A2	PRODUCTION WELL A2	TIS-98011-2		X	X									X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
				PSH-98006-2	A.3.A.1					X							X					X																
				PSL-98003-2	A.3.B.1					X												X																
				PSHL-98007-2	A.1.A.1/B.1											X																						
				FSV-92280-2	A.2.D.1											X																						
	PW	A5	PRODUCTION WELL A5	TIS-98011-5		X	X									X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
				PSH-98006-5	A.3.A.1					X												X																
				PSL-98003-5	A.3.B.1					X												X																
				PSHL-98007-5	A.1.A.1/B.1														X																			
				FSV-92280-5	A.2.D.1											X																						
	PW	A6	PRODUCTION WELL A6	TIS-98011-6		X	X									X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
				PSH-98006-6	A.3.A.1					X												X																
				PSL-98003-6	A.3.B.1					X												X																
				PSHL-98007-6	A.1.A.1/B.1																																	
				FSV-92280-6	A.2.D.1											X																						

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: IRO-A

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS

FUNCTION PERFORMED

SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID	ALTERNATE PROTECTION		ESD ALARM SCADA_CR	ESD ALARM_LP	PSD ALARM SCADA_CR	PSD ALARM_LP	PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR	PROCESS SAFETY ALARM_LP	PROCESS PREVENTIVE ALARM SCADA_CR	PROCESS PREVENTIVE ALARM_LP	PRESSURE RELIEF	VACUUM RELIEF	MINIMIZE BACKFLOW	CLOSE VALVE, PRODUCED WATER	CLOSE VALVE, CRUDE LAUNCHER	CLOSE VALVE, TEST SEPARATOR	OPEN BYPASS VALVE, TEST SEPARATOR	CLOSE VALVE, OULET OIL	CLOSE VALVE, OULET GAS	HORN PANEL S/D VALVE	PUMP PERMISSIVE, STOP P-2838H	PUMP PERMISSIVE, STOP P-2079K	PUMP PERMISSIVE, STOP P-9106				
	I.D.			SAC REF	ALTERNATE DEVICE																									
		SERVICE																												
200-A082-282-2	SK	2912J	MANIFOLD	FSV-91050-1	A.1.D.1																									
				FSV-91050-2	A.1.D.1																									
				FSV-91050-3	A.1.D.1																									
				FSV-91050-4	A.1.D.1																									
				FSV-91050-5	A.1.D.1																									
				FSV-91050-6	A.1.D.1																									
				FSV-91050-7	A.1.D.1																									
				FSV-91050-8	A.1.D.1																									
				FSV-91050-9	A.1.D.1																									
				FSV-91050-10	A.1.D.1																									
				FSV-91050-11	A.1.D.1																									
				FSV-91050-12	A.1.D.1																									
				200-082-283-1	V	2901H	TEST SEPARATOR	FSV-91050-13	A.1.D.1																					
PSV-98301-1A	A.4.C.1																													
PSV-98301-1B	A.4.C.1																													
PSH-98301-1A	A.4.A.1																													
PSH-98301-1B	A.4.A.1																													
PSHH-98314-1	A.4.A.1/A.1													X							X	X	X	X	X					
PSLL-98313-1	A.4.B.1/B.1													X							X	X	X	X	X					
LSHH-98308-1	A.4.D.1/D.1													X							X	X	X	X	X					
LSLL-98310-1	A.4.E.1/E.1													X							X	X	X	X	X					
FSV-92283-02	A.4.F.1																													
FSV-92283-03	A.4.F.1																													
PSHL-98318	A.4.A.1/B.1																													
ZSO-98318																														
ZSC-98318																														
			ESD																											

PETROLEUM INDUSTRY					FUNCTION PERFORMED		
SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)					SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID		
PLATFORM IDENTIFICATION: IRO-A					FUNCTION PERFORMED		
THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)							
PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID	ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	I.D.	SERVICE		SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
	V	2902H	SLOP OIL VESSEL	HS-98324			
				FSV-92283-01	A.4.F.1		
				FSV-92283-04	A.4.F.1		
				PSV-98336	A.4.C.1		
				PSV-98337	A.4.C.1		
				LT-98324-1			
				LSHH-98329	A.4.D.1/D.1		
				LSH-98324-1	A.4.D.1		
				LSL-98324-1	A.4.E.1		
				LSHH-98324-1	A.4.D.1/D.1		
	L	2190	PIG LAUNCHER	PSV-92190	A.9.C.1		
200-082-284-1			WATER INJECTION WELL A3	FSV-92284-1			
200-082-285-1	Q	2911H	AIR COMPRESSOR PACKAGE	FSV-92285-01	A.8.G.1		
				PSLL-98504-1	A.8.D.1/D.1		
				PSH-98501	A.8.B.1		
				PSL-98502	A.8.D.1		
				PSLL-98503	A.8.D.1/D.1		
				PIT-98504-1			
	V	2920H	AIR RECEIVER	PSV-98513	A.4.C.1		
				PSL-98511	A.4.B.1		
				FSV-92285-02	A.4.F.1		
200-082-285-2	Q	2911J	AIR COMPRESSOR PACKAGE	FSV-92285-03	A.4.F.1		
				PSLL-98504-2	A.8.D.1/D.1		
				PSH-98502	A.8.B.1		
				PSL-98503	A.8.D.1		
				PSLL-98504	A.8.D.1/D.1		
			ESD				

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
		SUMMARY ESD						
		FIRE ZONE 1	XS-J1103					
		FIRE ZONE 2	XS-J1102					
		FIRE ZONE 3	XS-J1202					
		FIRE ZONE 4	XS-J1112					
		FIRE ZONE 5	XS-J1119					
		FIRE ZONE 6	XS-JB1405A					
		INSTRUMENT AIR	PSLL-4011					
		FLARE AND KNOCKOUT DRUM	LSHH-3412					
		HAND SWITCHES ESD						
100-082-100-1	R	1183	SHUSHUFINDI DIESEL	ZSC-2-6				
			PIPELINE PIG RECEIVER	PSHL-2-6		A.9.A.1/B.1		
	R	1187	CAPIRON CRUDE OIL	ZSC-2-2				
			PIPELINE PIG RECEIVER	PSHL-2-2		A.9.A.1/B.1		
	R	1189	TIVACUNO CRUDE OIL	ZSC-2-3				
			PIPELINE PIG RECEIVER	PSHL-2-3		A.9.A.1/B.1		
	R	1181	SPF CRUDE OIL	ZSC-2-4				
			PIPELINE PIG RECEIVER	PSHL-2-4		A.9.A.1/B.1		
			ZSC-2-5					
			PSH-2-5			A.9.A.1		
SK		1190	PSV-7-1A			A.9.C.1		
			PSV-7-1B			A.9.C.1		

PETROLEUM INDUSTRY		SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)		PLATFORM IDENTIFICATION: NPF		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID		FUNCTION PERFORMED	
THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API)									
RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001									
PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED	
	I.D.	SERVICE	PSID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE			
100-082-102-1	E	1104	CRUDE OIL HEATER TRAIN 1	ZSC-223-1A FSV-1102-01 FSV-1102-07 PSV-201-1AA PSV-201-1AB PSH-201-1AA PSH-201-1AB FSL-224-1 TAHH-220-1		A.1.D.1 A.1.D.1 A.10.C.1 A.10.C.1 A.10.A.1 A.10.A.1		ESD ALARM SCADA_CR ESD ALARM_LP PSD ALARM SCADA_CR PSD ALARM_LP PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP PROCESS SAFETY ALARM_LP PROCESS PREVENTIVE ALARM_CR PROCESS PREVENTIVE ALARM_LP PRESSURE RELIEF VACUUM RELIEF MINIMIZE BACKFLOW	
100-082-102-2	E	1204	CRUDE OIL HEATER TRAIN 2	ZSC-223-2A FSV-1102-03 FSV-1102-05 PSV-201-2AA PSV-201-2AB PSH-201-2AA PSH-201-2AB FSL-224-2 TAHH-220-2		A.1.D.1 A.1.D.1 A.10.C.1 A.10.C.1 A.10.A.1 A.10.A.1		ESD ALARM SCADA_CR ESD ALARM_LP PSD ALARM SCADA_CR PSD ALARM_LP PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP PROCESS SAFETY ALARM_LP PROCESS PREVENTIVE ALARM_CR PROCESS PREVENTIVE ALARM_LP PRESSURE RELIEF VACUUM RELIEF MINIMIZE BACKFLOW	
100-082-102-11	V	1105	PRODUCTION SEPARATOR TRAIN 1	ZSC-223-1A & ZSC-223-2A ZSC-219-1 ZSC-217-1 FSV-1102-01A FSV-1102-02A FSV-1102-04A FSV-1102-05A FSV-1102-06A FSV-1102-07A PSV-205-1A PSV-205-1B PSH-205-1A PSH-205-1B LSH-211-1 PSHH-205-1 LSHH-215-1 LSLL-216-1		A.4.F.1 A.4.F.1 A.4.F.1 A.4.F.1 A.4.F.1 A.4.F.1 A.4.C.1 A.4.C.1		ESD ALARM SCADA_CR ESD ALARM_LP PSD ALARM SCADA_CR PSD ALARM_LP PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP PROCESS SAFETY ALARM_LP PROCESS PREVENTIVE ALARM_CR PROCESS PREVENTIVE ALARM_LP PRESSURE RELIEF VACUUM RELIEF MINIMIZE BACKFLOW	
LP	JB1402A		LOCAL PANEL	HS-221-1 (PSD) HS-222-1 (ESD) HS-221-1 & HS-221-2 XA-J1102 XA-J1202				ESD ALARM SCADA_CR ESD ALARM_LP PSD ALARM SCADA_CR PSD ALARM_LP PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP PROCESS SAFETY ALARM_LP PROCESS PREVENTIVE ALARM_CR PROCESS PREVENTIVE ALARM_LP PRESSURE RELIEF VACUUM RELIEF MINIMIZE BACKFLOW	

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	ID.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-102-21	V	1205	PRODUCTION SEPARATOR	ZSC-217-2				ESD ALARM SCADA, CR
			TRAIN 2	ZSC-218-2				ESD ALARM LP
				FSV-1102-01B	A.4.F.1			PSD ALARM SCADA, CR
				FSV-1102-02B	A.4.F.1			PSD ALARM LP
				FSV-1102-04B	A.4.F.1			PROCESS SAFETY ALARM SCADA, CR
				FSV-1102-05B	A.4.F.1			PROCESS SAFETY ALARM LP
				PSV-205-2A	A.4.C.1			PROCESS PREVENTIVE ALARM SCADA, CR
				PSV-205-2B	A.4.C.1			PROCESS PREVENTIVE ALARM LP
				PSH-205-2A				PRESSURE RELIEF
				PSH-205-2B				VACUUM RELIEF
				LSH-211-2				MINIMIZE BACKFLOW
				PSHH-208-2	A.4.A.1			SDV-22
				LSHH-215-2	A.4.D.1			SDV-23
				LSLL-216-2	A.4.E.1			SDV-24
				LSLL-216-1 & LSLL-216-2				SDV-25
LP	JB1402B	LOCAL PANEL						SDV-698
				HS-221-2 (PSD)				PV-108-A
				HS-222-2 (ESD)				PV-108-B
				HS-221-1 & HS-221-2				PV-109-A
100-082-103-1	V	1106	DEHYDRATOR	ZSC-308-1				PV-109-B
			TRAIN 1	FSV-1103-01A	A.4.F.1			SDV-112-B
				FSV-1103-02A	A.4.F.1			SDV-112-B
				FSV-1103-05A	A.4.F.1			SDV-112-B
				FSV-1103-10A	A.4.F.1			SDV-112-B
				PSV-302-1A	A.4.C.1			SDV-112-B
				PSV-302-1B	A.4.C.1			SDV-102-B
				PSH-302-1A	A.4.A.1			TV-204-2
				PSH-302-1B	A.4.A.1			TV-204-2
100-082-103-2	V	1206	DEHYDRATOR	ZSC-308-2				SDV-217-2
			TRAIN 2	FSV-1103-01B	A.4.F.1			SDV-208-2
				FSV-1103-02B	A.4.F.1			LV-214-2C
				FSV-1103-05B	A.4.F.1			SDV-304-2A
				FSV-1103-10B	A.4.F.1			SDV-304-2B
				PSV-302-2A	A.4.C.1			P-1074A
				PSV-302-2B	A.4.C.1			P-1074B
				PSH-302-2A	A.4.A.1			V-1106
				PSH-302-2B	A.4.A.1			V-1206
			FIRE ZONE 2	XA-1102				XY-LFB-1402A
			FIRE ZONE 3	XA-1202				
			ESD					

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART
(SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	ID.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-103-3	P	1073A	DEHYDRATOR PUMPS	FSV-1103-06A		A.7.G.1		
	P	1073B	TRAIN 1	FSV-1103-07A		A.7.G.1		
	P	1074A	DEHYDRATOR PUMPS	FSV-1103-06B		A.7.G.1		
	P	1074B	TRAIN 2	FSV-1103-07B		A.7.G.1		
			DISCHARGE P-1073A/B	FSV-1103-04AA		A.1.D.1		
			TRAIN 1	FSV-1103-05AA		A.1.D.1		
				PAHL-312-1				X
				AAHL-313-1				X
			DISCHARGE P-1074A/B	FSV-1103-04BB		A.1.D.1		
			TRAIN 2	FSV-1103-05BB		A.1.D.1		
100-082-103-4	P	1077A	SEAL FLUSH DIESEL PUMPS	FSV-1103-40A		A.7.G.1		
	P	1077B		FSV-1103-40B		A.7.G.1		
				PSL-322		A.7.D.1		X
	P	1073A	DEHYDRATOR PUMP	FSV-1103-41A		A.1.D.1		
			SEAL FLUSHING SYSTEM	FSLL-317-1A				X
	P	1073B	DEHYDRATOR PUMP	FSV-1103-41B		A.1.D.1		
			SEAL FLUSHING SYSTEM	FSLL-317-1B				X
	P	1074A	DEHYDRATOR PUMP	FSV-1103-42A		A.1.D.1		
			SEAL FLUSHING SYSTEM	FSLL-317-2A				X
	P	1074B	DEHYDRATOR PUMP	FSV-1103-42B		A.1.D.1		
100-082-104-1	V	1107A	DEGASSING BOOT	ZSC-403-A				X
				ZSC-413-A				X
				FSV-1104-03A		A.4.F.1		X
				FSV-1104-05A		A.4.F.1		X
	V	1107B	DEGASSING BOOT	ZSC-403-B				X
				ZSC-413-B				X
				FSV-1104-04A		A.4.F.1		X
				FSV-1104-06A		A.4.F.1		X
			ESD	ZSC-403-A & ZSC-403-B				X
								X

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART
(SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-105-1	T	1108A	CRUDE OIL SURGE TANK	THIEF HATCH	A.5.A.1			
				PSV-501-A	A.5.B.1			
				PSV-521-A	A.5.B.1			
				FSV-1105-01A	A.1.D.1			
				LSHH-503-A	A.5.C.1			
				LSLL-510-A	A.5.D.1			
				TAHH-505-A	A.5.E.1			
				ZSO-511-AA				
				ZSC-513-A				
	T	1108B	CRUDE OIL SURGE TANK	THIEF HATCH	A.5.A.1			
				PSV-501-B	A.5.B.1			
				PSV-521-B	A.5.B.1			
				FSV-1105-02A	A.1.D.1			
				FSV-1105-09B	A.1.D.1			
				LSHH-503-B	A.5.C.1			
				LSLL-510-B	A.5.D.1			
				TAHH-505-B	A.5.E.1			
				ZSO-511-BA				
				ZSC-513-B				
				ZSC-511-AA & ZSC-511AB				
				LSLL-510-A & LSLL-510-B				
	P	1109A	CRUDE OIL BOOSTER	FSV-1105-03A	A.7.G.1			
	P	1109B	PUMPS	FSV-1105-04A	A.7.G.1			
	P	1109C	PUMPS	FSV-1105-05A	A.7.G.1			
			CRUDE OIL TO TRANSFER PUMPS	ZSC-620				
				ZSC-638				
				FSV-1105-06A	A.1.D.1			
				FSV-1105-07A	A.1.D.1			
				FSV-1105-08A	A.1.D.1			
				AAHH-516				
	LP	JB1405-A	LOCAL PANEL	HS-531 (ESD)				
				HS-532 (PSD)				
			FIRE ZONE 6	XA-JB1405A				
			ESD					

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART
(SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-106-1		RECYCLE CRUDE TO T-1108A/B	FSV-1106-03		A.1.D.1			
		CRUDE TO L-1180	FSV-1106-02		A.1.D.1			
		CRUDE FROM REHEATER E-1060A/B	FSV-1106-04		A.1.D.1			
		ZSC-617						
L	1180	BOGI CRUDE OIL PIPELINE	FSV-1106-05		A.9.D.1			
		PIG LAUNCHER	FSV-1106-06		A.9.D.1			
		PSHL-608			A.9.A.1/B-1			
100-082-106-1	P	1110A CRUDE OIL TRANSFER PUMP	ZSC-614-AA					
100-082-107-3			ZSC-614AB					
			FSV-1106-01A		A.7.G.1			
			PSV-613-AA		A.7.F.1			
			PSV-613-AB		A.7.F.1			
			PSH-616-AA					
			PSH-616-AB					
			PSLL-613-AA		A.7.C.1			
			PSLL-613-AB		A.7.C.1			
			PSHH-613-A		A.7.A.1			
			TAHH-703-A					
			TAHH-705-A					
			TAHH-706-A					
			VSH-729-A					
			PDSH-707-A					
			UUY-724-A (*)					
P	1110B	CRUDE OIL TRANSFER PUMP	ZSC-614-BA					
			ZSC-614BB					
			FSV-1106-01B		A.7.G.1			
			PSLL-613-BA		A.7.C.1			
			PSLL-613-BB		A.7.C.1			
			PSHH-613-B		A.7.A.1			
			TAHH-703-B					
			TAHH-705-B					
			TAHH-706-B					
			VSH-729-B					
			PDSH-707-B					
			UUY-724-B (*)					
		STOP P-1110A/B/C						
		STOP P-1110A/B/C/D/E						
		FIRE ZONE 6	XA-JB1405A					
		ESD						

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART
(SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-106-2	P	1110D	CRUDE OIL TRANSFER	ZSC-614-DA				
100-082-107-3			PUMP	ZSC-614-DB				
				FSV-1106-01D	A.7.G.1			
				PSV-613-DA	A.7.E.1			
				PSV-613-DB	A.7.E.1			
				PSH-616-DA				
				PSH-616-DB				
				PSLL-613-DB	A.7.C.1			
				PSLL-613-DA	A.7.C.1			
				PSHH-613-D	A.7.A.1			
				TAHH-703-D				
				TAHH-705-D				
				TAHH-706-D				
				VSH-729-D				
				PDSH-707-D				
				UUY-724-D (*)				
P	1110E	CRUDE OIL TRANSFER	ZSC-614-EA					
		PUMP	ZSC-614-EB					
			FSV-1106-01E		A.7.G.1			
			PSV-613-EA		A.7.E.1			
			PSV-613-EB		A.7.E.1			
			PSH-616-EA					
			PSH-616-EB					
			PSLL-613-EA		A.7.C.1			
			PSLL-613-EB		A.7.C.1			
			PSHH-613-E		A.7.A.1			
			TAHH-703-E					
			TAHH-705-E					
			TAHH-706-E					
			VSH-729-E					
			PDSH-707-E					
			UUY-724-E (*)					
			STOP P-1110D/E					
			STOP P-1110A/B/C/D/E					
			FIRE ZONE 6	XA-JB1405A				
			ESD					

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-106-2			FSV-1106-08		A.1.D.1			
			FSV-1106-10		A.1.D.1			
100-082-107-1	P	1010A SEAL FLUSH DIESEL	FSV-1107-01A		A.7.G.1			
	P	1010B PUMPS	FSV-1107-01B		A.7.G.1			
			PSL-713		A.7.D.1			
	P	1110A CRUDE OIL TRANSFER PUMP	FSV-1107-02A		A.1.D.1			
			FSV-1107-03A		A.1.D.1			
			FSV-1107-04A		A.1.D.1			
			FSV-1107-05A		A.1.D.1			
			FSV-1107-06A		A.1.D.1			
			PSH-701-A					
			PSH-702-A					
			LSL-730-A					
			LSL-731-A					
			FSL-708-A					
100-082-107-2	P	1110B CRUDE OIL TRANSFER PUMP	FSV-1107-02B		A.1.D.1			
			PSH-701-B					
			PSH-702-B					
			LSL-730-B					
			LSL-731-B					
			FSL-708-B					
	P	1110C CRUDE OIL TRANSFER PUMP	FSV-1107-01C		A.1.D.1			
			FSV-1107-02C		A.1.D.1			
			FSV-1107-04C		A.1.D.1			
			PSV-721		A.1.C.1			
			PSH-701-C					
			PSH-702-C					
			LSL-730-C					
			LSL-731-C					
			FSL-708-C					
	P	1110D CRUDE OIL TRANSFER PUMP	FSV-1107-01D		A.1.D.1			
			FSV-1107-02D		A.1.D.1			
			FSV-1107-03D		A.1.D.1			
			PSH-701-D					
			PSH-702-D					
			LSL-730-D					
			LSL-731-D					
			FSL-708-D					
	P	1110E CRUDE OIL TRANSFER PUMP	FSV-1107-01E		A.1.D.1			
			FSV-1107-02E		A.1.D.1			
			FSV-1107-03E		A.1.D.1			
			PSH-701-E					
			PSH-702-E					
			LSL-730-E					
			LSL-731-E					
			FSL-708-E					
			STOP P-1110A/B/C/D/E					
			ESD					

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART
(SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-1111-1	V	1111	PRODUCED WATER SCRUBBER	ZSC-1113				
				ZSO-1102-A				
				ZSC-1102-B				
				ZSC-1117				
				FSV-1111-02	A.4.F.1			
				FSV-1111-03	A.4.F.1			
				FSV-1111-04	A.4.F.1			
				FSV-1111-05	A.4.F.1			
				FSV-1111-06	A.4.F.1			
				FSV-1111-07	A.4.F.1			
				FSV-1111-11	A.4.F.1			
				PSV-1101-A	A.4.C.1			
				PSV-1101-B	A.4.C.1			
				PSH-1112-A				
				PSH-1112-B				
				PSHH-1102	A.4.A.1			
				PSLL-1102	A.4.B.1			
				LSLL-1104	A.4.E.1			
				LSHH-1105	A.4.D.1			
LP	J1303	LOCAL PANEL	HS-1115 (ESD)					
			HS-1116 (PSD)					
100-082-112-1	V	1112A	PRODUCED WATER FLOTATION CELLS	PSV-1208-A	A.5.B.1			
				LSH-1210-A				
				LSLL-1211-A	A.5.D.1			
V	1112B	PRODUCED WATER FLOTATION CELLS	PSV-1208-B	A.5.B.1				
				LSH-1210-B				
				LSLL-1211-B	A.5.D.1			
				LSLL-1211A & LSLL-1211B				
P	1117A	FLOTATION CELL WATER PUMPS	FSV-1112-01A		A.7.G.1			
P	1117B		FSV-1112-01B		A.7.G.1			
P	1117C		FSV-1112-01C		A.7.G.1			
SK	1117	FLOTATION CELLS WATER PUMPS	FSV-1112-02		A.1.D.1			
					A.1.D.1			
			ESD					

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	ID.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-113-1	T	1118A	PRODUCED WATER SKIM TANK	THIEF HATCH		A.5.A.1		
				PSV-1302-A		A.5.A.1		
				PSV-1329-A		A.5.A.1		
				FSV-1113-03A		A.1.D.1		
				FSV-1113-06A		A.1.D.1		
				LSSL-1307-A		A.5.D.1		
T		1118B	PRODUCED WATER SKIM TANK	THIEF HATCH		A.5.A.1		
				PSV-1302-B		A.5.A.1		
				PSV-1329-B		A.5.A.1		
				FSV-1113-03B		A.1.D.1		
				FSV-1113-06B		A.1.D.1		
				LSSL-1307-B		A.5.D.1		
				LSSL-1307A & LSSL-1307B				
				FSV-1113-05		A.1.D.1		
				FSV-1113-07		A.1.D.1		
P		1123A	SAND JET WATER PUMP	FSV-1113-01A		A.7.G.1		
				PSHH-1312		A.7.A.1		
				PSLL-1311		A.7.C.1		
P		1121A	PRODUCED WATER BOOSTER PUMP	FSV-1113-02A		A.7.G.1		
P		1121B		FSV-1113-02B		A.7.G.1		
P		1121C		FSV-1113-02C		A.7.G.1		
			DISCHARGE P-1121A/B/C TO WATER INJ. PUMPS	PSL-1314		A.7.D.1		
				PSH-1315		A.7.B.1		
LP		J1406B	LOCAL PANEL	HS-1322 (ESD)				
				HS-1323 (PSD)				
			ESD					

PETROLEUM INDUSTRY						FUNCTION PERFORMED		
SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)						FUNCTION PERFORMED		
PLATFORM IDENTIFICATION: NPF						FUNCTION PERFORMED		
THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)						FUNCTION PERFORMED		
PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-114-1	P	1119A	PRODUCED WATER	ZSC-1411-A				
				ZSC-1408-A				
100-082-115-1			INJECTION PUMP	FSV-1114-041A	A.7.G.1			
				FSV-1435-A	A.7.F.1			
				PSLL-1413-A	A.7.C.1			
				PSLL-1410-A	A.7.C.1			
				PSHH-1409-A	A.7.A.1			
				VISH-1520-A				
				VISH-1506-A				
				XISH-1523-A				
				TAHH-1507-A				
				TAHH-1509-A				
				TAHH-1521-A				
				PSDH-1522-A				
				UYU-1524-A (*)				
	P	1119B	PRODUCED WATER	ZSC-1411-B				
			INJECTION PUMP	ZSC-1408-B				
				FSV-1114-041B	A.7.G.1			
				FSV-1435-B	A.7.F.1			
				PSLL-1413-B	A.7.C.1			
				PSLL-1410-B	A.7.C.1			
				PSHH-1409-B	A.7.A.1			
				VISH-1520-B				
				VISH-1506-B				
				XISH-1523-B				
				TAHH-1507-B				
				TAHH-1509-B				
				TAHH-1521-B				
				PSDH-1522-B				
				UYU-1524-B (*)				
	P	1119C	PRODUCED WATER	ZSC-1411-C				
			INJECTION PUMP	ZSC-1408-C				
				FSV-1114-041C	A.7.G.1			
				FSV-1435-C	A.7.F.1			
				PSLL-1413-C	A.7.C.1			
				PSLL-1410-C	A.7.C.1			
				PSHH-1409-C	A.7.A.1			
				VISH-1520-C				
				VISH-1506-C				
				XISH-1523-C				
				TAHH-1507-C				
				TAHH-1509-C				
				TAHH-1521-C				
				PSDH-1522-C				
				UYU-1524-C (*)				
				STOP P-1119A/B/C				
			ESD					

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT			DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE			
100-082-118-1		INJ WELL WIP 01	FSV-1118-01		A.1.D.1				
		INJ WELLWIP 02	FSV-1118-02		A.1.D.1				
100-082-126-1	T	1080A	DIESEL STORAGE TANK	THIEF HATCH	A.5.A.1				
				FSV-1126-AA	A.1.D.1				
				FSV-1126-01A	A.1.D.1				
				PSV-2603-A	A.5.B.1				
				LSLL-2608-A	A.5.D.1	X			
				LSHH-2606-A	A.5.C.1	X			
	T	1080B	DIESEL STORAGE TANK	THIEF HATCH	A.5.A.1				
				FSV-1126-AB	A.1.D.1				
				FSV-1126-01B	A.1.D.1				
				PSV-2603-B	A.5.B.1				
				LSLL-2608-B	A.5.D.1				
				LSHH-2606-B	A.5.C.1	X			
				LSLL-2608-A&LSLL-2608-B		X			
				LSHH-2606-A&LSHH-2606-B		X			
	P	1081A	DIESEL FEED PUMPS	FSV-1126-02A	A.7.G.1				
	P	1081B		FSV-1126-02B	A.7.G.1				
				PSL-2622	A.7.D.1				
				PDISH-2614		X			
	F	1082A	DIESEL FILTERS	PSV-2615-A	A.1.C.1				
	F	1082B		PSV-2615-B	A.1.C.1				
				FROM P-1083A/B	A.1.C.1				
	LP	J1305	LOCAL PANEL	HS-2627 (ESD)					
				HS-2628 (PSD)					
100-082-127-1	P	1083A	DIESEL TRANSFER PUMP	FSV-1127-01A	A.7.G.1				
				PSV-2721-A	A.7.F.1				
	P	1083B	DIESEL TRANSFER PUMP	FSV-1127-02A	A.7.G.1				
				PSV-2721-B	A.7.F.1				
	SK	1083	DIESEL FROM P-1083A/B	FSV-1127-03	A.1.D.1				
	L	1182	DIESEL PIPELINE PIG LAUNCHER	ZSC-2709					
				PSHL-2709	A.9.A.1/B.1				
				FSV-1127-04	A.9.D.1				
				FSV-1127-05	A.9.D.1				
				FSV-1127-06					
			ESD						

PETROLEUM INDUSTRY							FUNCTION PERFORMED	
SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)							SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	
PLATFORM IDENTIFICATION: NPF								
THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)								
PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SDV-3216-A	SDV-3216-B
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-131-1	T	1075	HEATING OIL STORAGE TANK	THIEF HATCH		A.5.A.1		
				PSV-3126		A.5.A.1		
				FSV-1131-5		A.1.D.1		
	V	1070	HEATING OIL EXPANSION VESSEL	PSV-3101		A.4.C.1		
				FSV-1131-04		A.1.D.1		
				LAHH-3128				
	P	1071A	HEATING OIL CIRCULATION PUMPS	FSV-131-01		A.7.G.1		
				FSV-131-02		A.7.G.1		
				FSV-131-03		A.7.G.1		
				PSLL-3110		A.7.D.1		
	P	1076	DISCHARGE P-1071A/B/C HEATING OIL TRANSFER PUMP	FSV-1131-6		A.7.G.1		
	LP	J1306	LOCAL PANEL	HS-3123 (PSD)				
				HS-3124 (ESD)				
100-082-132-1	H	1072A	HEAT RECOVERY EXCHANGER	ZSC-3216-A				
				ZSC-3217-A				
				FSV-1132-01A		A.6.M.1		
				FSV-1132-02A		A.6.M.1		
				PSV-3204-AA		A.6.L.1		
				PSV-3204-AB		A.6.L.1		
				FSL-3218-A				
				TALL-3219-A		A.6.A.1		
				TAHH-3210-A		A.6.A.1		
				TAHH-3213-A		A.6.B.1		
				PS-3216-A & PS-3216-B				
				PS-3217-A & PS-3217-B				
				FSL-3218-A & FSL-3218-B				
	LP	JB1406A	LOCAL PANEL	HS-3222-A (ON/OFF)				
				HS-3224-A (ESD)				
				HS-3225-A (PSD)				
			ESD					

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-141-2	C	1067A	RECOVERY GAS COMPRESOR	PSV-4159A FSV-1141-12		A.8.E.1 A.8.G.1		ESD ALARM SCADA_CR ESD ALARM_LP
	C	1067B	RECOVERY GAS COMPRESOR	PSV-4159-B FSV-1141-10		A.8.E.1 A.8.G.1		ESD ALARM SCADA_CR ESD ALARM_LP
	E	1068B	GAS COOLER	PSV-4158 VSHH-4144				PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
	V	1062	VACUUM PUMP WATER SEPARATOR	PSV-4147 LSL-4126		A.4.C.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				LSHH-4146		A.4.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				LSLL-4156		A.4.E.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				PSHH-4146		A.4.A.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				PSLL-4146		A.4.B.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				ASHH-4128				PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				FSV-1141-11		A.1.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				FSV-1141-13		A.1.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				FSV-1141-14		A.1.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				FSV-1141-15		A.1.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				FSV-1141-16		A.1.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				FSV-1141-17		A.1.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				FSV-1141-18		A.1.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				FSV-1141-19		A.1.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
100-082-141-3	P	1065A	RECOVERY SEPARATOR	FSV-1141-08A		A.7.G.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
	P	1065B	WATER PUMPS	FSV-1141-08B		A.7.G.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
	P	1064A	RECOVERY CONDENSATE	FSV-1141-09A		A.7.G.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
	P	1064B	BOSTER PUMPS	FSV-1141-09B		A.7.G.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				PSLL-4136		A.7.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
				FIRE ZONE 4				PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
100-082-142-0	P	1092A	WATER SOURCE PUMP	XA-1112 FSV-1142-08		A.7.G.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
	P	1090A	WATER SOURCE PUMPS	FSV-1142-06		A.1.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
	P	1090B		FSV-1142-07		A.1.D.1		PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
			PLANTA CAPTACION DE AGUA	LSH-1092-A				PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP
			ESD	LSL-1090				PROCESS SAFETY ALARM SCADA_CR PROCESS SAFETY ALARM_LP

PETROLEUM INDUSTRY

SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART
(SAFE)

PLATFORM IDENTIFICATION: NPF

THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)

PID REF.	PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
	ID.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE		
100-082-142-1	T	1090	UTILITY WATER TANK	THIEF HATCH		A.5.A.1		
				LSH-4203		A.5.C.1		
				LSLL-4205		A.5.D.1		
	P	1093A	UTILITY WATER PUMPS	FSV-1142-01A		A.7.G.1		
	P	1093B		FSV-1142-01B		A.7.G.1		
	LP	JB1405C	LOCAL PANEL	HS-4230 (ESD)			X	
100-082-142-2	T	1097	POTABLE WATER STORAGE TANK	THIEF HATCH		A.5.A.1		
				FSV-1142-04		A.1.D.1		
				LSH-4225		A.5.C.1		
				LSLL-4212		A.5.D.1		
	P	1041A	POTABLE WATER PUMPS	FSV-1142-03		A.7.G.1		
	P	1041B		FSV-1142-02		A.7.G.1		
	F	1044A	CARBON FILTERS	PSV-4228-A				
	F	1044B		PSV-4228-B				
	F	1042A	POTABLE WATER FILTERS	PSV-4222-A				
	F	1042B		PSV-4222-B				
100-082-143-1	T	1094	FIREWATER TANK	THIEF HATCH		A.5.A.1		
	P	1092	JOCKEY PUMP	FSV-1143-02		A.7.G.1		
				PSV-4331		A.7.F.1		
				PSH-4307		A.7.A.1		
				PSL-4307		A.7.C.1		
	P	1091A	DIESEL FIREWATER PUMP	PSV-4306		A.7.F.1		
				FSV-1143-03A		A.7.G.1		
	LP	JF1091A	DIESEL ENGINE CONTROL PANEL	FSV-1143-06		A.1.D.1		
				FSV-1143-07		A.1.D.1		
				PSL-4321				
	P	1091B	ELECTRICAL FIREWATER PUMP	FSV-1143-03B		A.7.G.1		
				FSV-1143-10		A.1.D.1		
	LP	JF1091B	ELECTRICAL PUMP CONTROL PANEL	FSV-1143-04		A.1.D.1		
				FSV-1143-05		A.1.D.1		
				PSL-4332				
				PSH-4334				
				PSL-4335				
	T	1095	DIESEL DAY TANK	THIEF HATCH		A.5.A.1		
				LSH-4329		A.5.C.1		
				LSL-4332		A.5.D.1		
100-082-143-3	V	1096	AFF CHEMICAL BLADER TANK	FSV-1143-08		A.4.F.1		
				PSV-4330		A.4.C.1		
100-082-147-1	T	1066	DIESEL DAY TANK	THIEF HATCH		A.5.C.1		
				LSH-4709		A.5.C.1		
				LSLL-4703		A.5.D.1		
			ESD				X	

PID REF.		PROCESS COMPONENT		DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION		SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID	FUNCTION PERFORMED
I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE				
100-082-148-1	V 1069	BLANKET GAS	FSV-1140-01						
		SCRUBBER	FSV-1148-02						
			FSV-1148-11						
			PSV-4801						
			FISL-4811						
		BLANKET GAS RETURN	LSHH-4815						
			ZSO-4802						
		HEADER	FSV-1148-04						
100-082-148-2	C 3010A	GAS COMPRESSOR	ZSC-4803						
		PACKAGE	FSV-3010-A						
			PSV-3010-A						
			PSV-3011-A						
			FSV-3010-B						
			PSV-3010-B						
			FSV-3010-C1						
			FSV-3010-C2						
			FSV-1148-05						
			FSV-1148-06						
		FIRE ZONE 10	PS-1115						
100-082-148-4	V 3011A	GAS STORAGE TANKS	ZSC-4845						
	V 3011B		PSV-4841						
	V 3011C		FSV-1148-07						
	V 3011D		FSV-1148-08						
	V 3014	GENERATOR GAS	ZSC-4851						
		SCRUBBER	FSV-1148-09						
			LSH-4855						
			PSL-4860-1						
			LSHH-4857						
			PSHH-4860-1						
		FIRE ZONE 8	TIS-4856						
		ESD							

PETROLEUM INDUSTRY						SAFETY ANALYSIS FUNCTION EVALUATION CHART (SAFE)						PLATFORM IDENTIFICATION: NPF						FUNCTION PERFORMED													
THIS SAFE CHART IS BASED ON API RP-14C RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS, DESIGN, INSTALLATION AND TESTING OF BASIC SURFACE SAFETY SYSTEMS FOR OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS (API RECOMMENDED PRACTICE 14C SEVENTH EDITION, MARCH 2001)												SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID																			
PID REF.	PROCESS COMPONENT			DEVICE ID		ALTERNATE PROTECTION																									
	I.D.	SERVICE	P&ID	PLC	SAC REF	ALTERNATE DEVICE																									
100-082-152-1	E	1060A	PIPELINE CRUDE OIL	ZSC-5201																											
	E	1060B	REHEATERS	PSH-5201	A.10.A.1																										
				FSV-1152-02	A.1.D.1																										
				PSV-5202-A	A.10.C.1																										
				PSV-5202-B	A.10.C.1																										
				PSH-5202-A																											
				PSH-5202-B																											
				FSL-5216																											
				TAHH-5215																											
				TAHL-5204																											
	SK	1191		PSV-5220-A	A.1.C.1																										
				PSV-5220-B	A.1.C.1																										
				PAHL-5221																											
				TAHL-5222																											
	LP	JB11301	LOCAL PANEL	HS-5218 (PSD)																											
				HS-5218 (ESD)																											
				XA-11103																											
				FIRE ZONE 1 ESD																											

CAPITULO III

PRUEBAS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1.- PRUEBAS DE LAS CARTAS DE SEGURIDAD (CAUSA –EFECTO)

3.3.1.- CORRESPONDENCIA CON LOS DIAGRAMAS DE PROCESOS E INSTRUMENTACIÓN P&ID's

Para comprobar la correspondencia de la información contenida en las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto) con los Diagramas de Procesos e Instrumentación se recomienda adoptar los siguientes procedimientos:

- a. Verificar la actualización de la información contenida en los P&ID's de la planta.
- b. Realizar la identificación de los equipos con sus respectivos dispositivos de seguridad en los P&ID's.
- c. Comprobar en la columna denominada (DEVICE ID) de la Carta de Seguridad contenga todos los dispositivos de seguridad considerados como las causas que provocan los efectos.
- d. Comprobar además en la columna denominada (SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID) de las Cartas de Seguridad que contenga todos los dispositivos de seguridad considerados como los efectos que desarrollan una función específica.

- e. Verificar las descripciones de las funciones a desarrollarse en caso de condiciones anormales de operación, en la columna denominada (FUNCTION PERFORMED) este de acuerdo a lo que indican los P&ID's.

3.3.2.- VERIFICACIÓN EN EL PROGRAMA DEL SISTEMA DE SEGURIDAD BASADO EN EL PLC 5 DE ALLEN BRADLEY

Considerando que el fin de las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto) es proporcionar una documentación fidedigna, es así que, para la verificación en el programa del sistema de seguridad basado en el PLC5 de Allen Bradley se recomienda adoptar los siguientes procedimientos:

- a. Verificar la actualización de la programación del sistema de seguridad de la planta basado en el PLC.
- b. Realizar la identificación de las señales de entrada y salida de los dispositivos de seguridad según los P&ID's.
- c. Comprobar en la base de datos del PLC las señales de entrada y salida de los dispositivos de seguridad correspondan con los representados en los P&ID's.
- d. Asegurarse de que las señales de entrada y salida de la base de datos del PLC consten en las columnas (DEVICE ID) y (SHUTDOWN OR CONTROL DEVICE ID) respectivamente de las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto).
- e. Con las direcciones asignadas de entrada se determinan las funciones a desarrollarse cuando se presente condiciones anormales de operación, dichas funciones serán mostradas en la columna (FUNCTION PERFORMED) de las Cartas de Seguridad (Causa - Efecto).
- f. Evitar realizar estas pruebas con la programación del PLC en línea puesto que podría ocurrir cualquier error provocando un apagado total de la planta de producción de gas y crudo.

3.2.- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PLANTAS DE PROCESOS

- La actualización de los P&ID`s es importante tanto para identificar nuevos equipos, instrumentos e inclusive posibles eventos indeseables que podrían resultar una amenaza para la planta.
- Al presentarse una condición anormal de operación y ocurre el cierre/apertura de válvulas, apagado de bombas/compresores, y otros efectos; el personal puede determinar y registrar de manera apropiada la o las causas que provocaron dichos efectos para realizar los análisis respectivos.
- En la base de datos del PLC se consolidó todas las señales de entrada y salida de los P&ID`s, además se reconfiguró las direcciones, símbolos y descripciones que presentaban inconsistencias con el campo.
- Los P&ID`s, el sistema de seguridad basado en el PLC y las Cartas de Seguridad están íntimamente relacionados por lo que se cumple en forma satisfactoria la elaboración de la documentación de la seguridad de la planta.
- Al tener un representante de la planta de producción de gas y crudo las Cartas de Seguridad fueron certificadas y puestas a servicio de todo el personal, demostrándose su importancia para las diferentes actividades diarias.
- En la utilización de las Cartas de Seguridad se puede fácilmente entender la relación causa – efecto mantenida entre los dispositivos de seguridad de los equipos, logrando además que el operador usuario pueda familiarizarse con la terminología empleada.
- Con la actualización del sistema de seguridad y los P&ID`s para la obtención de información permitió la elaboración de las Cartas de Seguridad de la planta, de manera sencilla, rápida y eficiente.

- La utilización de las Cartas de Seguridad pueden reducir tiempo fuera de servicio significativamente debido al prevenir el efecto en los sistemas al producirse una condición anormal. Las Cartas de Seguridad reducen la necesidad de fijar tiempo fuera de servicio aumentando la continuidad operativa de la producción.
- El diseño y aplicación de los sistemas de monitoreo, control y seguridad permiten el constante análisis de cualquier proceso industrial y en este caso específicamente la producción petrolífera que se realiza en la región Amazónica del Ecuador.
- El DCS (Sistema de Control Distribuido) al estar relacionado con el PLC (Controlador Lógico Programable.) forman una herramienta muy importante en la seguridad del proceso, permitiendo una confiabilidad de operación sin riesgo tanto a los equipos del proceso como también al personal que está operando.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1.- CONCLUSIONES

La investigación y el análisis de todos los procesos del tratamiento de crudo, desde la extracción hasta su envío, ha permitido al finalizar el presente proyecto de grado establecer las siguientes conclusiones:

- El trabajo realizado en el campo petrolero permitió familiarizarse con los diferentes procesos existentes en una planta de producción de gas y crudo.
- En la industria petrolera se puede distinguir una amplia clase de instrumentos utilizados en los equipos de los procesos de producción.
- El análisis de seguridad de los diferentes equipos para los sistemas existentes dentro de la planta de producción de gas y crudo, proporcionan una base para la aplicación en otras áreas de la industria.
- Se ha comprobado físicamente y con la ayuda del personal de planta que todos los dispositivos de seguridad estén correctamente identificados en el campo y correspondan a los indicados en los P&ID's con la finalidad de su actualización.
- Al eliminarse los errores, discrepancias presentados en cada uno de los P&ID's y PLC Program se realizó las Cartas de Seguridad de la planta de producción de gas y crudo.

- Dado los fines didácticos con que fue realizado las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto) se cumple con la elaboración de la documentación fidedigna de los sistemas de seguridad, ya que en la práctica los potenciales usuarios de las Cartas de Seguridad utilizarán la información contenida en éstas para la operación segura, para los programas de mantenimiento de la planta e inclusive para las respectivas actualizaciones de equipos.
- Para el análisis de seguridad de los equipos normalmente usados en el proceso de producción de gas y crudo se realizó de acuerdo a la “Práctica Recomendada” 14C de API para determinar los eventos indeseables que podrían afectar a los equipos.
- Mediante el estudio de la “Práctica Recomendada” 14C de API se puede diseñar e implementar sistemas de seguridad junto con el mejor juicio y experiencia en esta especialidad indispensable para el sector industrial.
- La experiencia del personal de planta ha demostrado que es posible obtener mayor seguridad en las actividades de operación y mantenimiento mediante el uso eficiente de las Cartas de Seguridad.
- Los diagramas causa-efecto también conocidos como cartas causa-efecto se han convertido en una herramienta muy familiar para documentar los dispositivos de seguridad de una plataforma de producción, es una manera muy intuitiva de representar la lógica de funcionamiento de los sistemas.

4.2.- RECOMENDACIONES

- La elaboración de las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto) demanda que a futuro sea más factible la actualización cuando se instalen nuevos dispositivos de seguridad. Esto permitirá ampliar el conocimiento en los sistemas de seguridad de los procesos industriales, para el personal en su etapa de entrenamiento.
- Es recomendable aprovechar el material bibliográfico sobre la industria petrolera, ya que este medio complementado con la ayuda técnica del personal capacitado permite una fácil comprensión de los equipos y sistemas.
- Es conveniente considerar que para la operación segura de la planta se deben incluir programas de capacitación para garantizar la correcta utilización de las Cartas de Seguridad (Causa – Efecto), así el personal pueda actuar a tiempo cuando se presente alguna condición anormal de operación.
- Para la elaboración de las Cartas de Seguridad, se debe tener un previo conocimiento de los temas relacionados tales como: los sistemas de producción de gas y crudo, control de procesos e instrumentación.
- La industria petrolera es un campo que maneja equipos e instrumentos cuya operación puede causar fallas, involucrando grandes riesgos, por lo que se recomienda mantener especial cuidado en la manipulación, así como también emprender programas de mantenimiento.
- Al momento de realizar pruebas con la programación del PLC verificar que no este en línea para evitar cualquier error el cual podría causar un apagado total de la planta de producción de gas y crudo.
- Se recomienda a la ESPE – L realizar visitas técnicas a las diferentes compañías petroleras existentes en el Oriente ya que estas trabajan con tecnologías que para muchos son desconocidas.

- Hoy en día el idioma inglés es uno de los más importantes, es por esto que se recomienda a los estudiantes estar en un aprendizaje continuo, porque todas las empresas tienen la documentación en inglés.
- Es necesario e indispensable incluir disciplinas actuales que permitan su aplicación tanto a las actividades básicas del Ingeniero Electrónico como a la seguridad de los procesos, debido a la necesidad del sector industrial.
- Es importante desarrollar programas de mantenimiento y estrategias para descubrir fallos tempranos en el equipo prioritarios, e identificar problemas antes de que ellos puedan afectar la producción. El mantenimiento aumenta la calidad del servicio, reduce los costes de mantenimiento, porque cuando un equipo particular necesita reparaciones previene fallos catastróficos potenciales.

BIBLIOGRAFIA Y ENLACES:

- American Petroleum Institute, “API Recommended Practice 14C”, 7ma Edición, Washington, 2001
- STEWART Maurice & ARNOLD Ken, “Surface Production Operations”, Butterworth Heinemann, 2da Edición, USA, 1999
- CURTIS Johnson, "Process Control Instrumentation Technology " Prentice Hall, 6ta Edición, 2000
- CREUS Solé Antonio, “Instrumentación Industrial” Alfaomega, 6ta Edición, España, 1998
- BOYES Walt, “Instrumentation Referent Book” Butterworth Heinemann, 3ra Edición, USA, 2003
- http://es.wikipedia.org/wiki/Planta_de_proceso
- <http://www.monografias.com/trabajos5/petroleo/petroleo.shtml>
- http://enes.explicatus.org/wiki/Industrial_process
- ESPECIFICACIÓN GENERAL TÉCNICA (PI-SUP-52REV1-SISTEMAS DE EMERGENCIA)
- http://www.emagister.com/public/pdf/comunidad_emagister/Instrumentacion.pdf
- <http://www.uhu.es/diego.lopez/ICI/tema1.pdf>
- http://www.unizar.es/guiar/1/Accident/An_riesgo/An_riesgo.htm
- http://www.mtas.es/insh/ntp/ntp_238.htm

ANEXOS

A) GLOSARIO DE TÉRMINOS

- A -

AEROENFRIADOR.- Es un equipo que permite la transferencia de calor del agua que lo recorre al medio ambiente.

ALARMA.- Es un dispositivo o función que detecta la presencia de una condición anormal por medio de una señal audible o un cambio visible discreto.

AMINA.- Compuesto químico orgánico considerado como derivado del amoníaco y resulta de la sustitución de los hidrógenos de la molécula por los radicales alquilo.

ANTIESPUMANTE.- Se utiliza para combatir la espuma en procesos industriales.

ARSENISCA.- Roca de origen sedimentario, constituida por arenas de cuarzo cuyos granos están unidos por materiales aglomerantes diversos como sílice, carbonato de calcio solo o unido al de magnesio, óxido de hierro, arcilla.

- B -

BATCH.- Se refiere a estrategias que requieren control intermitente o secuencial.

BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion).- Es la explosión por líquido en ebullición dentro de un recinto cerrado (cisterna, tanque, etc.) que pasa por las fases de sobrecalentamiento del líquido, despresurización súbita.

BSW: Porcentaje de sedimento básico y agua no libres contenidos en los Hidrocarburos Líquidos.

- C -

CARTA CAUSA – EFECTO.- Un método de documentar los requisitos de lógica de control basado en una causa y relación de efecto entre los instrumentos.

CO₂.- Dióxido de Carbono.

COALESCENCIA.- Es la aglomeración de las gotas de agua que están dispersas en el crudo.

CONTROL DISTRIBUIDO.- Sistema jerarquizado con la fiabilidad distribuida en varios niveles. En este tipo de control uno o varios microprocesadores controlan las variables que están repartidas por la planta, conectados por un lado a las señales de los transmisores de las variables y por el otro a las válvulas de control.

CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE.- Un controlador, usualmente con entradas y salidas múltiples que contiene un programa alterable, es llamado de esta manera o comúnmente conocido como PLC.

CORROSIÓN.- Es la destrucción del metal por acción química directa o electroquímica. La presencia de agua produce un fenómeno electroquímico.

- D -

DESALACIÓN.- Es el proceso de remover las sales existentes en el crudo hasta valores de especificación.

DEMULSIFICACIÓN.- Consiste en remover el agua coproducida emulsionada (el agua libre se separa al ingreso de la planta de tratamiento de crudo para evitar el manejo de grandes volúmenes de agua, mediante un F.W.K.O. o separador trifásico).

DILATACIÓN.- Se denomina dilatación al cambio de volumen que sufre un cuerpo debido al cambio de temperatura que se provoca en ella por cualquier medio.

DIMERIZACIÓN.- Reacción química, unión de dos moléculas.

- E -

EMULSIÓN.- Es un sistema heterogéneo (una fase, dos componentes) consistente por lo menos en un líquido inmiscible (agua) disperso íntimamente en otro (petróleo) bajo la forma de gotas.

ESPACIO CONFINADO.- Se define como un área que no está designada para que el hombre la ocupe en forma continua.

ESD (Emergency Shutdown).- Sistema de estaciones manuales que, cuando se activa, comenzará el cierre de la plataforma.

ESTRATO.- Capa simple de Roca sedimentaria.

EVENTO INDESEABLE.- Una ocurrencia adversa o situación en un componente del proceso o estación del proceso que proponen una amenaza a la seguridad, como sobrepresión, sobreflujo, etc.

- F -

FUSTE.- Parte principal de una columna.

- G -

GAS NATURAL.- Es la porción del petróleo que existe en forma gaseosa o se encuentra como solución en el petróleo crudo en los yacimientos naturales bajo tierra.

GLICOL.- Es una sustancia ligeramente viscosa, incolora e inodora con un elevado punto de ebullición y un punto de fusión de aproximadamente -12 °C. Se utiliza como aditivo en los radiadores de motores de combustión interna, ya que funciona como anticongelante y refrigerante.

- H -

HAZOP.- (Hazard & Operability - Análisis de Riesgo y Operabilidad)

- I -

IGNICIÓN.- Proceso de encendido de una sustancia combustible.

INHIBIDORES DE CORROSIÓN.- Son productos que actúan ya sea formando films sobre la superficie metálica, tales como los molibdatos o fosfatos o bien entregando sus electrones al medio.

INSTRUMENTACIÓN.- Colección de instrumentos o sus aplicaciones con el fin de observar mediciones, control, o cualquier combinación de estos.

- L -

LPG (Liquefied Petroleum Gas).- Es la mezcla de gases condensables presentes en el gas natural o disueltos en el petróleo. En la práctica, se puede decir que los GLP son una mezcla de propano (60%) y butano (40%).

- M -

MANTENIMIENTO PREVENTIVO.- Conjunto de inspecciones periódicas de un aparato o dispositivo con el fin de repararlo o sustituirlo (si es necesario), incluso aunque no muestre signos de mal funcionamiento.

- O -

OLEFINA.- Es un compuesto que presenta al menos un doble enlace C - C.

- P -

PELIGRO.- Una o más condiciones físicas o químicas, con posibilidad de causar daños a las personas, a la propiedad, al ambiente o una combinación de todos.

PETRÓLEO CRUDO.- Es la porción del petróleo que existe en la fase líquida en yacimientos naturales bajo tierra y la que permanece líquida bajo ciertas condiciones atmosféricas de presión y temperatura.

POZO DE INYECCIÓN DE AGUA.- Bombea agua a los yacimientos de los campos de producción, ya sea para mantener la presión o para desplazar el petróleo hacia pozos e producción mediante fuerza hidráulica o un aumento de la presión.

POZO SUMIDERO.- Por donde ingresan las aguas debajo de la tierra.

- R -

REACCIÓN EXOTÉRMICA.- Es cualquier reacción química que desprende calor. Se da principalmente en las reacciones de oxidación. Cuando esta es intensa puede dar lugar al fuego.

REFINACIÓN.- Es el proceso de purificación de una sustancia química obtenida muchas veces a partir de un recurso natural.

RIESGO.- Riesgo es el daño potencial que puede surgir por un proceso presente o evento futuro.

- S -

SAND JET.- Chorro de arena.

SECUESTRANTE DE OXIGENO.- Su principal aplicación en la industria es controlar la corrosión eliminando el oxígeno disuelto presente en los sistemas y líneas de agua, tales como la recuperación secundaria del petróleo.

SEPARADOR API.- Es el dispositivo más común para la separación por gravedad. Consiste de un estanque diseñado para maximizar la sedimentación de sólidos y la flotación de petróleo.

SEPARADOR CICLÓNICO.- Equipo empleado para la separación de partículas sólidas de una corriente gaseosa o líquida.

SH₂.- Ácido sulfhídrico, gas tóxico.

SIDERURGIA.- Se denomina siderurgia a la técnica del tratamiento del mineral de hierro para obtener diferentes tipos de este o de sus aleaciones.

- T -

TANQUE CORTADOR.- Es un tanque tratador con flujo descendente central vertical que opera a presión atmosférica.

TRAZAS MÉTALICAS.- En los crudos de petróleo se encuentran con frecuencia cantidades muy pequeñas de metales como cobre, níquel, hierro, arsénico y vanadio.

TURBOEXPANSIÓN.- Clave de un proceso en que las extremas temperaturas sirven para destilar los componentes más ricos del gas.

- U -

UNIDAD DE AMINAS.- Es un proceso de absorción con aminas por el que se elimina el SH₂ (sulfhídrico) que acompaña a los gases. Estos gases exentos de azufre, se envían al sistema de fuel gas, como combustible.

UVCE (Unconfined Vapor Cloud Explosion).- Es la explosión de una nube de gas o de vapor liberada a la atmósfera.

- V -

VISCOSIDAD.- Es una magnitud física que mide la resistencia interna al flujo de un fluido, resistencia producto del frotamiento de las moléculas que se deslizan unas contra otras. La inversa de la viscosidad es la fluidez.











- Y -

YACIMIENTO.- Una acumulación significativa de materiales geológicos, (minerales, gases, petróleo, etc.), que pueden ser objeto de explotación humana.






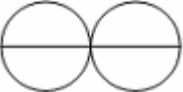
B) SÍMBOLOS Y NOMENCLATURA PARA INSTRUMENTOS

RESUMEN NORMAS ISA S5.1 - S5.3

- Líneas de instrumentación (se dibujan más finas que las de proceso)

	Conexión a proceso, o enlace mecánico.
	Señal neumática
	Señal eléctrica
	Señal eléctrica (alternativo)
	Tubo capilar
	Señal sonora o electromagnética guiada
	Señal sonora o electromagnética no guiada
	Conexión de software o datos
	Conexión mecánica
	Señal hidráulica

- Designación de instrumentos por círculos:

	Montado localmente
	Detrás de la consola (no accesible)
	En tablero
	En tablero auxiliar
	Instrumentos para dos variables medidas o instrumentos de una variable con más de una función.
	

- Fuentes de alimentación

AS: Air Supply. Ejemplo: SA-100: Aire a 100 PSI

ES: Electric Supply. Ejemplo: ES-24CC: Alimentación de 24V de CC.

GS: Gas Supply

HS: Hydraulic Supply

NS: Nitrogen Supply

SS: Steam Supply

WS: Water Supply

▪ Identificación de instrumentos: (Ver tabla B.1)

1ª letra: Variable medida o modificante

2ª y 3ª letras: Función de salida, de presentación de datos o modificante.

Adicionales: Identificación de lazo de control (Asociado a área o equipo)

Ejemplo:



Designa a un Controlador de Temperatura con capacidad de Indicación asociado al lazo de control N° 60.

Ejemplos varios:

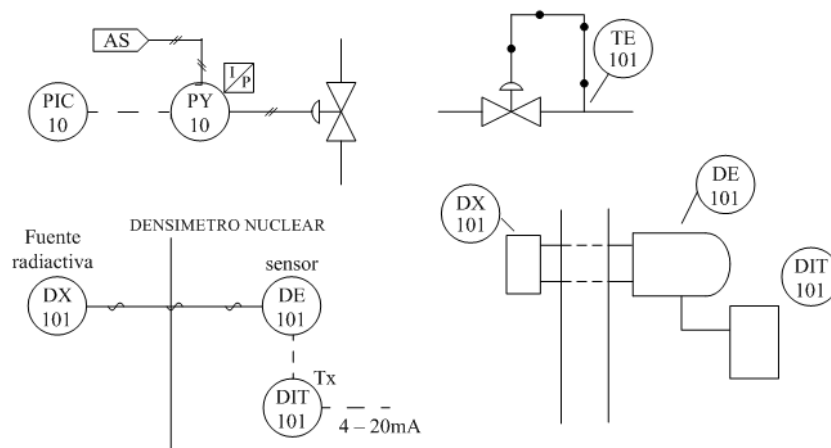
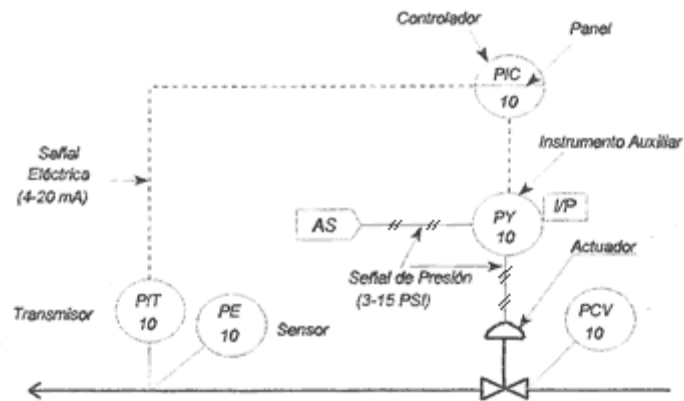


Tabla B.1 Tabla de letras de instrumentos y funciones

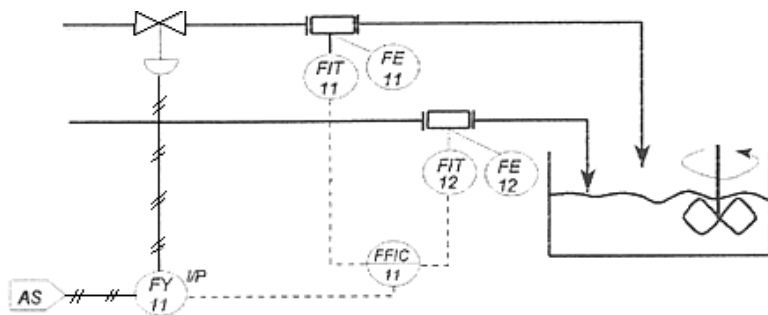
<i>1.ª Letra</i>		<i>Letras sucesivas</i>		
<i>Variable medida (3)</i>	<i>Letra de modificación</i>	<i>Función de lectura pasiva</i>	<i>Función de salida</i>	<i>Letra de modificación</i>
A	Análisis (4)	Alarma		
B	Llama (quemador)	Libre (1)	Libre (1)	Libre (1)
C	Conductividad		Control	
D	Densidad o peso específico	Diferencial (3)		
E	Tensión (f.e.m.)	Elemento primario		
F	Caudal	Relación (3)		
G	Calibre	Vidrio (8)		
H	Manual			Alto (6) (13) (14)
I	Corriente eléctrica	Indicación (9) o indicador		
J	Potencia	Exploración (6)		
K	Tiempo		Estación de control	
L	Nivel	Luz piloto (10)		Bajo (6) (13) (14)
M	Humedad			Medio o intermedio (6) (13)
N	Libre (1)	Libre	Libro	Libro
O	Libre (1)	Orificio		
P	Presión o vacío	Punto de prueba		
Q	Cantidad	Integración (3)		
R	Radiactividad	Registro		
S	Velocidad o frecuencia	Seguridad (7)	Interruptor	
T	Temperatura		Transmisión o transmisor	
U	Multivariable (5)	Multifunción (11)	Multifunción (11)	Multifunción (11)
V	Viscosidad		Válvula	
W	Peso o Fuerza	Vaina		
X	Sin clasificar (2)	Sin clasificar	Sin clasificar	Sin clasificar
Y	Libre (1)		Relé o computador (12)	
Z	Posición		Elemento final de control sin clasificar	

Ejemplo de representación de un lazo de control: Lazo de control de presión

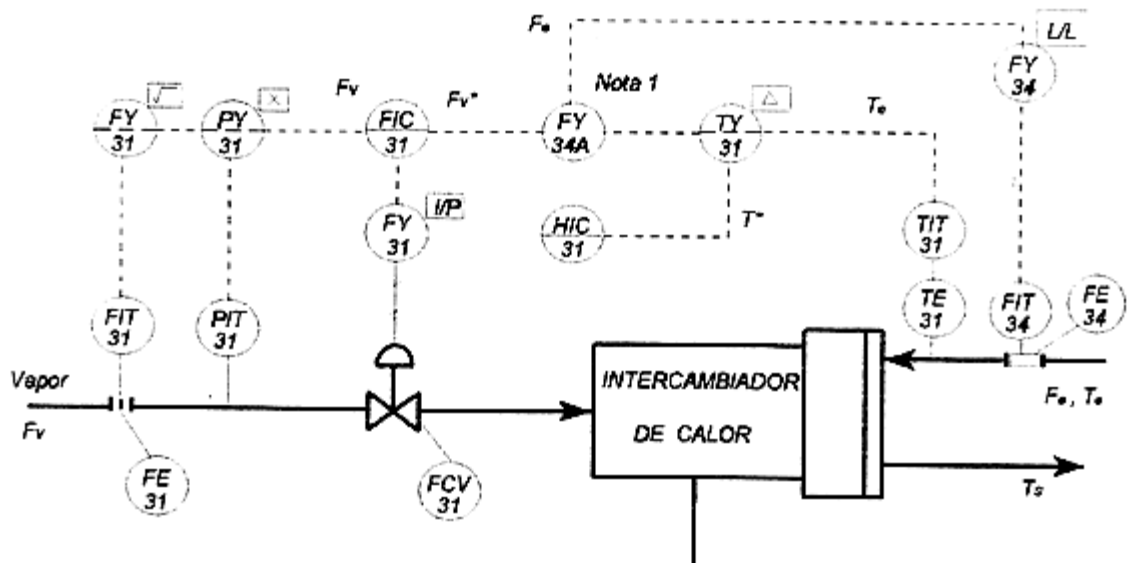


Ejercicios de lectura de los P&ID

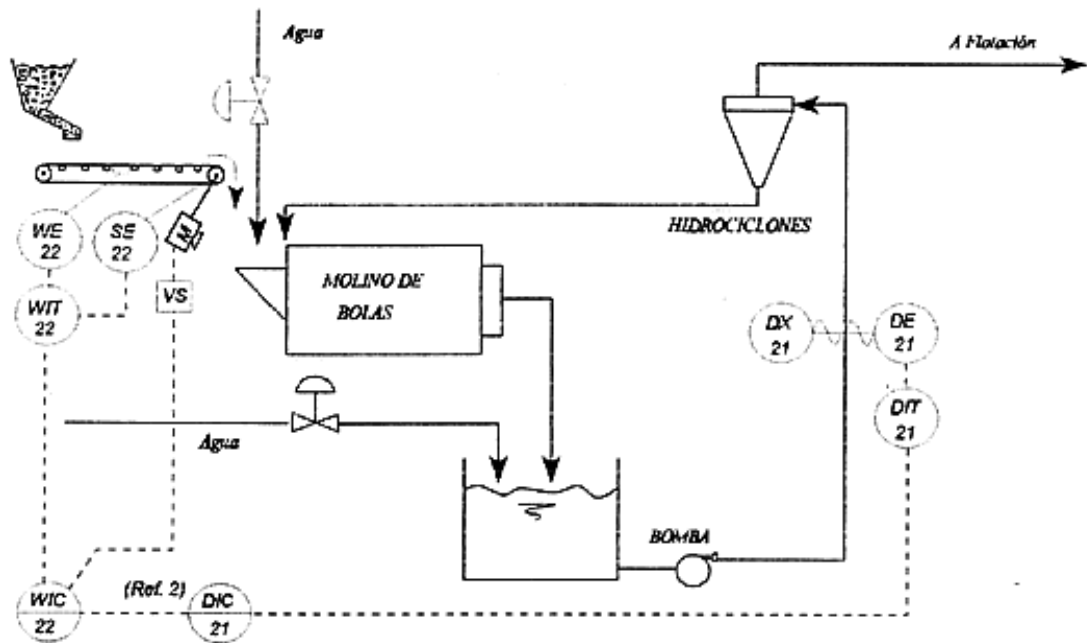
1.



2.



3.



Notas: Bloque matemático $F_v = F_e \frac{C}{\lambda} (T - T_e)$

F_v : Flujo de vapor deseado

F_e : Flujo de líquido de entrada

λ : Calor sacado del vapor condensado

C : Capacidad calorífica del líquido

- Alarmas

LAH Alarma de nivel alto

LSL Alarma de nivel bajo

LAHH Alarma de nivel alto alto

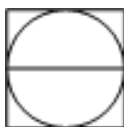
LSLL Alarma de nivel bajo bajo

LSH Interruptor (switch) por nivel alto

LDA Desviación de set point

- Simbología usada en el control digital y distribuido

1. Accesible al operador



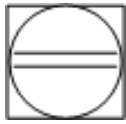
Visualización compartida

Visualización y control compartidos

Acceso a la red de comunicaciones

Interfase del operador en la red de comunicaciones

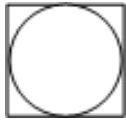
2. Interfase auxiliar



Montado en panel

Estación manual

3. No accesible normalmente al operador



Controlador

Visualización compartida instalada en campo

Cálculo, acondicionamiento de señal.

▪ Símbolos para control lógico y secuencial



Para elementos no definidos interconectando control lógico o secuencial.



Control distribuido interconectando controladores lógicos con funciones lógicas binarias o secuenciales. No accesible al operador



Idem al anterior accesible al operador



Cálculo o acondicionamiento de señal.

▪ Simbología para ordenadores (computadores) cuando son elementos aislados, no parte de un sistema de control distribuido general.



Normalmente accesible. Usado habitualmente para designar la pantalla de video.



Normalmente no accesible. Interfase entrada/salida; Cálculo y acondicionamiento de señal; puede ser un controlador digital o un módulo de cálculo de software.

C) EJEMPLOS DE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PARA PROCESOS INDUSTRIALES

Tabla C.1 Programa de mantenimiento mecánico típico

Servicio	Puesta en marcha	Mensual	Cada 6 meses	Parada	Anual
Inspeccionar el estado general de la instalación	X			X	X
Comprobar la limpieza de las secciones de transmisión de calor	X		X		
Comprobar la limpieza de los separadores de gotas y su adecuada instalación	X		X		
Inspeccionar la bandeja de recogida de agua	X		X		
Verificar y ajustar el nivel del agua en la bandeja y acometida	X		X		
Comprobar el equipo de alimentación y dosificación de productos químicos	X	X			
Verificar el funcionamiento correcto de la purga	X	X			
Comprobar el funcionamiento de las resistencias de la bandeja	X		X		
Limpiar el filtro de agua de la bandeja.	X		X		
Vaciar la bandeja y las tuberías				X	

MANTENIMIENTO DE COMPRESORES.

Las actividades en el mantenimiento son las siguientes:

- Mantenimiento y calibración de Switch's.
- Cambio de Pre y Post-Filtros.
- Limpieza de Trampas de Líquido.
- Inspección de contactos y cajas eléctricas.
- Ajuste de terminales.
- Cambio de Alúmina Activada.
- Pruebas de funcionamiento del compresor.

INSPECCIÓN DE EQUIPOS

Todo el equipo de tubería debe ser inspeccionado regularmente. De esta manera, problemas menores pueden ser detectados y corregidos a tiempo para que problemas potencialmente mayores puedan ser evitados. Un equipo que no esté funcionando correctamente usualmente puede ser reparado o reemplazado a mínimo costo si es detectado a tiempo.

La falta de inspección constante de equipos puede conducir a:

- deformación innecesaria de la unidad o sobrecarga
- ondas momentáneas o subida y bajada de presión en la línea, ocasionando posibles sobrecargas en otras estaciones
- pérdida de cuota
- llamadas a media noche
- ajustes innecesarios de interruptores en otras estaciones a lo largo de la línea para compensar por los cambios de cuota
- válvulas deslizándose que se cierran cuando deberían abrirse, y
- falla de válvula.

AJUSTES Y CALIBRACIÓN

Los motores deben ser inspeccionados y ajustados regularmente. Esto asegura que su operación sea más eficiente y de mayor vida útil. Adicionalmente, válvulas, dispositivos de seguridad y medidores necesitan ser calibrados regularmente, debido a que una calibración incorrecta puede conducir a:

- lecturas incorrectas, ocasionando paradas potenciales o sobrecargas
- válvulas PCV controlando incorrectamente
- tiempo de parada y arranque de una unidad incorrecto, causando eventualmente falla de arranque, y
- falsas alarmas, conduciendo a parada de línea.

Todos estos problemas son costosos, en pérdidas de producto y en dólares gastados para reparar y reemplazar equipos.

Latacunga, Abril del 2007

Mary Sandoval Moreno
C.C. 050238893-7

Ing. Armando Álvarez S.
DIRECTOR DE CARRERA DE ELECTÓNICA

Ab. Eduardo Vásquez Alcázar
SECRETARIO ACADÉMICO