

127



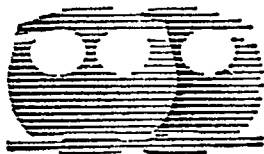
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

CRITERIOS DE DISEÑO, SELECCION Y EVALUACION DE
SISTEMAS INSTRUMENTADOS DE SEGURIDAD, APLICADOS
A LOS PROCESOS DE EXTRACCION Y SEPARACION DE
PETROLEO EN PLATAFORMAS MARINAS

INFORME DE LA PRACTICA PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO
PRESENTA

ALFONSO RANGEL ESCALERA



MEXICO, D. F. EXAMENES PROFESIONALES 2002
FACULTAD DE QUIMICA



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE	PROF. JORGE TRINIDAD MARTÍNEZ MONTES
VOCAL	PROF. RAMIRO DOMÍNGUEZ DANACHE
SECRETARIO	PROF. RAMÓN E. DOMÍNGUEZ BETANCOURT
1ER.SUPLENTE	PROF. PEDRO ROQUERO TEJEDA
2°. SUPLENTE	PROF. BALDOMERO PÉREZ GABRIEL

**SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:
ICA FLUOR DANIEL S. DE R.L. DE C.V.**

MÉXICO, D.F./CIUDAD DEL CARMEN, CAMPECHE/HOUSTON, TEXAS, U.S.A.

ASESOR DEL TEMA:



PROF. I.Q. RAMIRO DOMÍNGUEZ DANACHE

SUSTENTANTE:



ALFONSO RANGEL ESCALERA

**A mi madre:
Socorro Escalera
A mi padre:
Alfonso Rangel
Por haber creado en mi un anhelo de superación.**

**Especialmente a:
mi esposa Mercedes Casellas
mis hijas:
Carolina y Mercedes
quienes con su amor, confianza y
comprensión, constituyen el aliciente
mas importante para mi superación
profesional, personal y paternal.**

**A mis hermanos:
Lino, Cristina, Amelia, Juan,
Mercedes, Daniel y Arturo
con agradecimiento por sus estímulos para
seguir adelante.**

**Al Profesor y amigo Ramiro Domínguez D.
Asesor de este trabajo, con aprecio y
reconocimiento por su infinita paciencia y
acertada orientación.**

Título

"Criterios de diseño, selección y evaluación de sistemas instrumentados de seguridad, aplicados a los procesos de extracción y separación de petróleo en plataformas marinas"

Indice

Capítulo I.

Aspectos fundamentales del control de riesgos.

Capítulo II.

Descripción de las operaciones de extracción de crudo en una plataforma mar adentro.

Capítulo III.

Determinación del nivel integral de seguridad en una plataforma de producción mar adentro.

Capítulo IV.

Criterios de Selección del Sistema Instrumentado de Seguridad en una plataforma.

Capítulo V.

Resultados de aplicación de los Sistemas de Seguridad.

Capítulo VI.

Conclusiones.

Bibliografía.

CAPITULO I

ASPECTOS FUNDAMENTALES DEL CONTROL DE RIESGOS

CAPITULO I

ASPECTOS FUNDAMENTALES DEL CONTROL DE RIESGOS

Contenido

- I.1 Resumen.**
- I.2 Introducción.**
- I.3 Aspectos Generales del Control y Administración del Riesgo.**
- I.4 Definiciones y terminología.**
- I.5 Antecedentes.**
- I.6 Marco normativo de seguridad y protección ambiental.**
- I.7 Métodos de evaluación de riesgos.**
- I.8 Clasificación de accidentes.**
- I.9 Conclusiones y Recomendaciones.**

I.1 Resumen

El incremento en el número de accidentes en las instalaciones de las plantas de extracción y procesamiento del petróleo en los últimos años, exige una atención especial en sus sistemas de seguridad.

Existen diversas agrupaciones en el mundo, como la Instrument Society of America, y la Deutche Elektrotechnische Kommission im Deutsches Institut für Normung, las cuales estudian y proponen técnicas de análisis de riesgos cualitativos y cuantitativos y pretenden establecer medidas preventivas que coadyuven a una disminución ó eliminación de los accidentes que impliquen lesiones, pérdidas de vida, daños materiales que se traducen en grandes pérdidas económicas y daños en el medio ambiente.

Por la diversidad en el enfoque de los estudios y los resultados que arrojan éstos, ya sea por la naturaleza de las agrupaciones o por las inclinaciones de cada una de éstas recomendaciones, resulta difícil responder a las siguientes interrogantes:

¿Cuál es el nivel de riesgo aceptable en una instalación?

¿Cuál es el mejor sistema de seguridad?

¿Podemos confiar en situaciones de emergencia en las decisiones de los operadores involucrados en los sistemas de seguridad?

En el presente trabajo, se pretende contestar a éstas preguntas analizando el caso específico en el complejo petroquímico Akal-J, ubicado en la Sonda de Campeche, para el que se propone un diseño y una metodología de evaluación de su sistema de seguridad.

1.2 Introducción

Al considerar en nuestro entorno ecológico, las modificaciones ambientales naturales y las manipuladas por el hombre, ya sean por error o ignorancia, nos obligan a que los Ingenieros en general y los Ingenieros Químicos en particular nos preocupemos en una adecuada administración en la seguridad de los procesos de transformación, obtención, beneficio, con la finalidad de proteger al medio ambiente, a los centros productivos y al hombre.

Una adecuada seguridad en dichos procesos de transformación se verá beneficiada en:

- El diseño de las plantas productivas
- En un mantenimiento preventivo y/o modernización de los equipos de proceso
- En la selección de los instrumentos de seguridad y protección de las plantas productivas existentes.

En este trabajo, se evalúa un sistema de paro de emergencia para el complejo marino de AKAL-J, ubicado en el Golfo de México.

I.3 Aspectos Generales del Control y Administración del Riesgo

En ese capítulo se pretende abordar en forma general lo relativo al control y administración del riesgo inherente a la realización de los procesos químicos que modifique o pueda modificar a nuestro entorno o calidad de vida.

Se exponen por otro lado, los principales siniestros ocurridos en las instalaciones que manejan productos químicos con la finalidad de tomar conciencia de las consecuencias de no exigimos el manejo adecuado de estos riesgos.

Se espera que de algún modo aporte los conocimientos mínimos necesarios para una planeación o ejecución de la actividad industrial en el ramo de la química, que permita un crecimiento armónico con nuestro ecosistema.

El hombre desde sus remotos orígenes hasta nuestros días, ha vivido y transformado al medio ambiente; pero ahora es notoria su influencia en los efectos nocivos a la naturaleza. Hace 100 o aún menos años nunca se pensó que el progreso o la influencia del hombre modificara el equilibrio ecológico tal como sucede ahora; ni que al disponer algunas comunidades de los recursos a su alcance repercutieran negativamente a otras comunidades o a la fauna en otra parte del mundo.

Actualmente parecen enemigos irreconciliables el progreso con la ecología, máxime cuando el hombre propicia catástrofes ecológicas.

En este trabajo se aborda un esquema en el que se continúe con la explotación de los recursos petroleros en una plataforma costa fuera pero que se opere con la máxima seguridad posible, es decir procurando un progreso en armonía con el entorno marino.

I.4 Definiciones y terminología

En ésta sección, se incorporan las principales definiciones o términos propios de la materia, según lo siguiente:

Accidente.- Sucesos incontrolados en una actividad industrial con capacidad de producir daño (pérdida de vidas, lesiones, perjuicios materiales, deterioro del medio ambiente, como resultado de las propiedades tóxicas, inflamables, explosivas, etc., de las sustancias peligrosas y a otros efectos físicos o fisicoquímicos consecuencia del desarrollo de las actividades industriales).

Accidentes de trabajo.- Es toda lesión orgánica o perturbación funcional, inmediata o posterior, o la muerte, producida repentinamente en ejercicio, o con motivo del trabajo, cualquiera que sea el lugar y el tiempo en que se presente.

Acción preventiva.- Tiene como objetivo evitar accidentes de trabajo y enfermedades laborales y elevar el nivel de satisfacción en el trabajo.

Actos inseguros.- Aquellos que los trabajadores realizan en el desempeño de sus labores como son: Llevar a cabo operaciones sin previo adiestramiento, operar equipos sin autorización, ejecutar trabajo a velocidad no indicada, bloquear o quitar dispositivos de seguridad, limpiar, engrasar o reparar la maquinaria.

Análisis de el trabajo.- Actividad que tiene como objetivo conocer con detalle el trabajo y sus peligros para establecer el procedimiento seguro de operación.

Análisis de riesgos.- Es la serie de técnicas sistemáticas que se aplican para identificar riesgos potenciales en un proceso y con esto asegurar que se especifiquen medidas de eliminación y control.

Condiciones inseguras.- Se agrupan en éstas a las estructuras, instalaciones o maquinarias o equipos de los edificios y locales impropriamente diseñados, contruidos, instalados deteriorados, o en mal estado de mantenimiento; la falta de medidas de prevención y protección contra incendios; las herramientas manuales eléctricas neumáticas y portátiles defectuosas o inadecuadas; la falta de orden y limpieza; avisos o señales de seguridad e higiene insuficientes o faltantes.

Consecuencias.- Es la medición o resultado de la gravedad de un riesgo.

Exposición.- Mide la posibilidad de que, una vez presentada la situación de riesgo, se originen accidentes y consecuencias.

Factor de costo.- Estimación del costo de la acción correctora propuesta.

Factor de riesgo.- Situación en la que la causa que alterará la salud se halla presente y puede desencadenarse en cualquier momento.

Grado de corrección.- Estimación del grado de disminución del riesgo por medio de la acción correctora.

Grado de peligrosidad.- Resultado más probable de un accidente debido al riesgo que se considera.

Higiene.- Es la disciplina que estudia y determina las medidas para conservar y mejorar la salud, así como para prevenir las enfermedades.

Peligro.- Una condición física ó química que puede causar daño a las personas, el medio ambiente o la propiedad (HAZARD). Condiciones de realización de tareas de forma incorrecta o defectuosa, que pueden dar lugar a la aparición de siniestros y patologías.

Prevención.- Conjunto de actividades o medidas adoptadas o previstas, en todas las fases de la actividad de la empresa, con el fin de evitar o disminuir los riesgos derivados del trabajo.

Probabilidad.- Frecuencia con que se presenta la situación de riesgo.

Procedimientos de operación.- Favorece el mismo tiempo, el desarrollo del trabajo desde la perspectiva de la seguridad, la calidad y la eficiencia productiva.

Riesgo.- Una medida de pérdida económica o daño a las personas, expresada en función de la probabilidad del suceso y la magnitud de las consecuencias (Risk).

Riesgos de trabajo.- De acuerdo al art. 473 de la Ley Federal del Trabajo: "Son los accidentes y enfermedades a que están expuestos los trabajadores en ejercicio o con motivo del trabajo".

Salud.- Estado de bienestar personal físico, mental y social.

Seguridad.- Es el conjunto de acciones que permiten localizar y evaluar los riesgos y establecer las medidas para prevenir los accidentes de trabajo.

Seguridad integrada.- La consecuencia final de esta técnica es la eliminación del riesgo o el control de los factores determinantes del mismo.

Tipos de accidentes de Trabajo.- Se definen como las formas según las cuales se realiza el contacto entre los trabajadores y el elemento que provoca la lesión o la muerte.

Causas de los accidentes de trabajo.- Se denominan así a los factores, o las causas que pueden clasificarse en dos grupos.

- a) **Condiciones inseguras:** son las causas que se derivan del medio en que los trabajadores realizan sus labores (ambiente de trabajo), y se refieren al grado de inseguridad que pueden tener los locales, la maquinaria, los equipos y los puntos de operación.
- b) **Actos inseguros:** son las causas que dependen de las acciones del propio trabajador y que pueden dar como resultado un accidente.
- c) **Actos fortuitos o causas de fuerza mayor:** son aquellos hechos o acontecimientos ajenos a la voluntad de cualquiera de las partes, tales como: Huelga, disturbios laborales (solo si la causa dada no sea por injerencia de algunas de las partes) motín, incendio, cuarentenas, epidemias, guerras (declaradas o no), bloqueos, disturbios civiles, insurrecciones, desastre natural o cualquier otra causa que por encontrarse fuera de las voluntades de las partes impida el cumplimiento de alguna de las obligaciones previamente aceptadas.

Trabajo.- Proceso que llevado a cabo por el hombre, demanda de éste un esfuerzo físico e intelectual, y que como consecuencia de su desarrollo puede causarle alteraciones en la salud.

I.5 Antecedentes.

Los mayores accidentes han ocurrido, según estudios estadísticos, entre la 1 y las 4 A.M., cuando los operadores están menos alertas. (1). Los peores desastres del tipo industrial son un ejemplo de ello. (2,3). De entre los datos que disponemos, a continuación se presentan una serie de accidentes:

Incendios
Escapes de sustancias químicas
Explosiones

INCENDIOS IMPORTANTES EN LA INDUSTRIA

Subs. Quím. Involucradas	Consecuencias		Lugar	Año
	Muertes	Lesiones		
CH4	136	77	Cleveland USA	1944
GLP (BLEVE)	18	90	Feyzin Francia	1966
Gas Natural	40		Staten Is. USA	1973
Metano	52		Salina Cruz Mex.	1978
GLP(BLEVE)	650	2500	San Juanico Mex	1984
Hidrocarburos	22	130	Pasadena USA	1984

ESCAPES IMPORTANTES DE SUSTANCIAS QUIMICAS

Subs. Quím. Involucradas	Consecuencias		Lugar	Año
	Muertes	Lesiones		
H2S	10		Poza Rica Méx.	1950
Cloro	7		Wilsum RFA	1952
Dioxina/TCDD			Seveso Italia	1976
NH3	30	25	Cartagena Colombia	1977
SO2		100	Baltimore USA	1978
H2S	8	20	Chicago USA	1978
Isocianato de Metilo	2000	200,000	Bhopal India	1984

EXPLOSIONES IMPORTANTES EN LA INDUSTRIA

Subs. Quím. Involucradas	Consecuencias		Lugar	Año
	Muertes	Lesiones		
Dimetil-eter	245	3800	Ludwingshafen	RFA 1948
Querosen	32	16	Bitburg	RFA 1954
Hidrocarburos	2	85	Pernis	Países Bajos 1968
Propileno		230	East St Louis	USA 1972
Propano	7	152	Decatur	USA 1974
Ciclohexano	28	89	Flixborough	RU 1974
Propileno	14	107	Beek	Países Bajos 1975
Hidrocarburos	220	800	Guadalajara	MEX 1992

Estos accidentes han proporcionado largas listas de causas y casos de estudio, que van desde el diseño de equipos o de cuartos de control hasta la mala administración; las que destacan son: no dar prioridad a secuencias de alarma, equipo funcionando incorrectamente, poco o nulo mantenimiento, pobres capacitación y comunicación, pero de entre todos estos argumentos, se nota el factor humano. De los problemas sistemáticos que contribuyen al error humano, los fundamentales son: carencia de apropiada capacitación a los operadores de control y de protocolos de comunicación claros, equipos mal diseñados y un inapropiado entendimiento de las Políticas Administrativas en el renglón ergonómico.

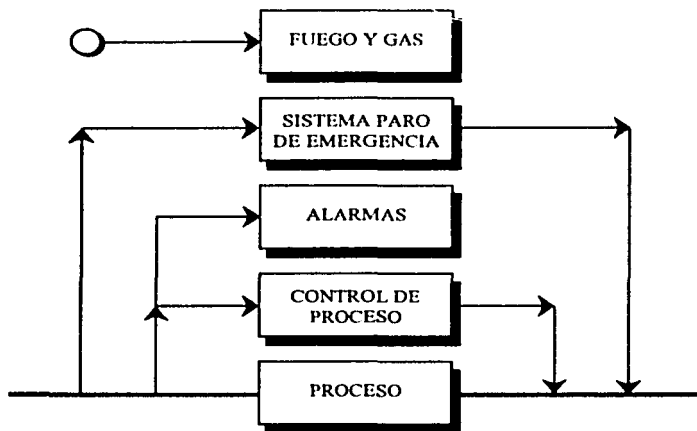
La fatiga es el enemigo número uno, por otro lado los diseños se han mejorado o dedicado mas a evitar la fatiga y a mantener el estado de alerta en los operadores de los cuartos de control. Existen otros estudios, que están fuera de propósito de este trabajo, por ser muy extensos y que nos hablan de los ritmos cardiacos entre otros factores de diseño de cuartos de control.

Sin embargo, aún no se ha contestado hasta aquí si la seguridad en un centro productivo se debe confiar a una maquina o al hombre, lo que si es claro, es que el personal operativo es el eslabón mas débil en la cadena de la seguridad industrial y sin embargo, insustituible. A menudo el "error humano" es el resultado de un intento justificado de regresar el proceso de los valores o parámetros de control, luego entonces, el "error humano" es el detonador del accidente, aunque no se perciba la causa real.

Cuando un error en la operación conduce al accidente, este ocurre por una deficiencia en la tolerancia del sistema a los errores, por lo tanto los accidentes siempre serán el resultado de una falla del sistema mismo. Hay quienes piden que el hombre debe responder por su negligencia o error ante un accidente y recibir sanciones penales.

De aquí se desprende que se debe jerarquizar la operación y la seguridad. Se han propuesto varios modelos de operación, de entre los que destacan, la arquitectura siguiente.

NIVELES O CAPAS DE SEGURIDAD



Indudablemente, la industria seguirá manejando materiales peligrosos, en grandes cantidades o con la posibilidad de activar reacciones incontrolables.

I.6 MARCO NORMATIVO DE SEGURIDAD Y PROTECCIÓN AMBIENTAL.

En nuestro país, el sistema legal de protección al ambiente se basa en un código civil que lo protege, donde los estados tienen la autoridad para emitir normas y leyes, sin embargo el gobierno federal desarrolla, obliga y vigila los programas ambientales.

El artículo 27 constitucional es la base de las demás leyes, tal como la "Ley General De Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental", que fue editada el 28 de enero de 1988 y en diciembre de 1996. En esta ley se pretende equilibrar el desarrollo económico en armonía con el medio ambiente, los cuales algunas veces son mutuamente excluyentes.

Las regulaciones promulgadas por la secretaria del medio ambiente, recursos naturales y pesca (SEMARNAP), del diario oficial del 28 de diciembre de 1994 normas oficiales mexicanas "NOM'S", se anexan como archivos electrónicos para fines de consulta adicional.

Por lo que respecta a la protección y preservación del medio marino, se aplican tanto las disposiciones del Artículo 27 constitucional, como la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y sus respectivos Reglamentos, la Ley Federal de Aguas y demás leyes y reglamentos ambientales vigentes, así como las normas pertinentes del derecho internacional para prevenir, reducir y controlar la contaminación del medio marino.

Para el caso particular de las plataformas de producción de petróleo costa afuera, se exige lo siguiente:

PARAMETRO O CONTAMINANTE	VALOR MAXIMO PERMITIDO
pH	6-9
Aceite y grasas	
* Periodo de 24 h max.	78 mg/1
* Periodo de 30 días promedio.	48 mg/1
* Metales pesados, total (excepto Bario)	10 mg/1
* Fenol	100 mg/ 1

Requerimientos ambientales adicionales:

- A) Se deberán monitorear las zonas de probable acumulación de ácido sulfhídrico (H_2S), de tal modo que se detecten niveles de concentración que excedan: 7 mg/m³ (5ppm)

- B) No se podrán usar para perforación, aditivos químicos que contengan mercurio, cromo o sus compuestos órgano - metálicos respectivos.
- C) En caso de que se use el Diesel para los lados de perforación sus desechos deberán transportarse y disponerse apropiadamente en tierra y no en mar.
- D) Todos los desechos plásticos deberán también disponerse apropiadamente en la tierra y no en el mar.
- E) Todos los operadores deberán capacitarse para el debido manejo de materiales peligrosos.
- F) Se deberán llevar a la bitácora de obra, el registro de eventos que afecten al medio ambiente y los accidentes o emergencias, para revisar esta información y evaluarla a fin de mejorar la efectividad de un programa ambiental y de seguridad industrial. Se recomienda informar a agencias internacionales sobre estos registros.

I.7 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS

Desde un punto de vista genérico, los riesgos en la industria se clasifican dentro de las dos siguientes categorías.:

Interiores (originados en el interior de la instalación industrial), que pueden descomponerse en los siguientes grupos:

- Operativos (derivados de las operaciones de trabajo de la instalación).
- Circunstanciales (accidentes menores o laborales).

Exteriores (originados desde el exterior de la instalación), que pueden ser:

- Naturales (accidentes naturales)
- Realmente se consideran Provocados (accidentes derivados del entorno, otras plantas siniestradas, etc.)

Centrando la atención en los riesgos operativos, estos son debido a dos causas:

- El **almacenamiento** de sustancias tóxicas, peligrosas, explosivas o combustibles
- Los **procesos** de laboratorio o industriales con ese tipo de sustancias

Los accidentes a que pueden dar lugar son de los siguientes tipos:

- mecánico: por las ondas de presión y proyectiles originados.
- térmico: por motivo de la radiación térmica.
- contaminante: a causa de fugas y vertidos incontrolados.

El criterio básico para la identificación de los riesgos operativos es:

- **Almacenamientos:** el potencial de peligrosidad de los productos manejados o almacenados.
- **Procesos:** lo crítico de los procesos en función de sus condiciones de operación.

De los métodos existentes para evaluar riesgos de una planta de la industria química, por la amplia variedad de tipos de procesos no es posible la aplicación indiscriminada y menos aún para el segmento de las instalaciones petroleras mar adentro; sin embargo, para propósito informativo, Pemex ha preferido la aplicación de:

- Lista de Chequeo
- Revisiones de Seguridad
- Indices Dow y Mond

- Análisis Preliminar de Riesgos
- Qué pasa si...?
- HAZOP
- Análisis de Modos y Efectos
- Árboles de Fallas
- Árboles de Sucesos
- Análisis Causas/Consecuencias

A continuación se describen brevemente los sistemas de evaluación citados:

Lista de chequeo o comprobación

La lista de chequeo o comprobación es una herramienta útil para evaluar equipos, materiales y procedimientos. Se puede utilizar en cualquier etapa del proyecto para guiar al usuario en la determinación de riesgos comunes utilizando procedimientos normalizados.

Es un método fácil de utilizar, efectivo y rápido para identificar riesgos o peligros frecuentes.

Indices de Dow y Mond

Los índices de Dow y Mond son un procedimiento que proporciona un método fácil y directo para la estimación rápida de los riesgos asociados a una planta con procesos químicos.

Estos métodos asignan faltas y créditos en función de las características de la planta.

Las faltas se asignan a los materiales y condiciones ligados al proceso de estudio que pueden contribuir a que ocurra un accidente.

Los créditos se asignan, por el contrario, a las características de seguridad de la planta que pueda tener los efectos de un accidente.

De la combinación de faltas y créditos se deriva un índice o tabulador (ranking) relativo al riesgo de la planta.

Metodología HAZOP (Hazard and Operability Studies)

Es una de las técnicas más versátiles que existen para identificación de peligros en la industria química, ya que a diferencia de otro tipo de industrias como nuclear o la aeronáutica donde los principales focos de riesgos son relativamente bien conocidos, en esta área, el peligro puede provenir de distintas zonas dentro de la instalación en estudio.

Por otra parte la tipología de los sucesos indicadores puede ser muy diferente, no solamente de una planta respecto a otra, sino dentro de la distinta unidad de la misma planta.

El método consiste en una comprobación sistemática y crítica, de los objetivos y procesos del diseño de plantas nuevas y existentes para identificar los riesgos generados por el mal funcionamiento de los componentes o por errores humanos.

El citado análisis es un estudio de riesgos y operabilidad, concretándose un método de identificación de peligros que investiga cómo se puede desviar el funcionamiento de la planta respecto al diseño original.

La metodología HAZOP es útil tanto para la fase de diseño como en la explotación ya que puede aportar sugerencias para mejorar la seguridad y fiabilidad de equipo y procedimientos.

Análisis de los Modos de Fallo, Efectos y Criticidad (FMECA).

Este tipo de análisis se emplean para ver los modos en que los equipos pueden fallar, las consecuencias que pueden originar y la estimación de probabilidades de fallo.

Los datos relativos a los fallos son la base sobre la que se determinan dónde deben efectuarse las modificaciones para mejorar la probabilidad de que el diseño funcione con éxito.

Hay que resaltar que éste es un método semicuantitativo, ya que se aplican datos cuantitativos para establecer una clasificación relativa en fallos.

Análisis por Árboles de Fallo

Es un método deductivo de análisis, en el que a partir de un estado posible global, se identifican los renglones específicos que pueden producirlo de forma lógica y sistemática.

Es un método en sí cualitativo, siendo muy fácilmente cuantificable aplicando el álgebra de Boole.

Tiene una representación gráfica de las interrelaciones entre el accidente y sus causas básicas.

Análisis de árboles de sucesos

Este método es similar a los árboles de fallo, pero tiene la gran ventaja de visualizar de forma gráfica la secuencia accidental que deriva de un suceso indicador no deseado capaz de originar por sí mismo una serie de caminos de accidentes, si las medidas correctoras o mitigadoras previstas para evitarlo, no surgen efecto.

Los árboles de sucesos son una versión modificada de los tradicionales árboles de toma de decisión que se aplican en el mundo de los negocios.

Análisis de Consecuencias

En el método de análisis de Causa - Consecuencias relaciona la consecuencia de un accidente específico con sus causas básicas potenciales, al combinar los árboles de sucesos con los árboles de fallos.

Para casos particulares de secuencia accidental la solución de un diagrama de causas consecuencias, es un listado de conjuntos mínimos de fallos con los que se puede estimar la frecuencia de ocurrencia de cada secuencia accidental.

Análisis de error humano

Hay muchas técnicas cualitativas para detectar el posible fallo humano basadas en los análisis de disponibilidad y mejora, que se realizaba en la industria, sin embargo la cuantificación del error humano resulta bastante más incierta que la detección de los posibles errores por parte de los operarios.

Es aconsejable realizar el análisis de error humano en conjunción con un análisis completo de riesgos a fin de integrar los resultados parciales del fallo humano, en los globales.

Relativamente nueva, existe una técnica para evaluar el riesgo de una planta llamada Planta de Seguridad Inherente, la cuál se rige bajo los siguientes principios:

- Intensificación.
- Sustitución.
- Atenuación.
- Simplificación.

Intensificación: Consiste en reducir la presencia de inventarios de substancias peligrosas

Sustitución: Consiste en reemplazar materiales peligrosos por otros menos peligrosos.

Atenuación: Consiste en usar materiales procesos de tal modo que se limite su potencial de riesgo.

Simplificación: Consiste en hacer la planta y sus procesos más simples en su diseño, construcción y operación y por tanto menos propenso a fallas humanas.

Para aplicar este método, es necesario recopilar y asociar toda la información y preparar hojas de datos, revisar toda la experiencia en laboratorios, conocer las propiedades fisicoquímicas de todas las sustancias de tal modo que estos expedientes auxilien a los ingenieros a asegurar donde una alternativa dada durante el estudio específico de las fases arriba descritas, sea para mejorar o no, un proceso dado.

Una vez aplicados alguna o algunas medidas de los puntos expuestos, el resultado de hacer un cambio substancial en un proceso dado, es difícil asignarle un valor absoluto de mayor seguridad. Aún si estamos satisfechos con alguna mejora posible, es difícil cambiar el proceso una vez que la planta está en operación; alguna medida se deberá proponer para hacer cuantificable la modificación. A continuación se propone un método semicuantitativo llamado "Índice de Explosión y Fuego" el cuál proporciona una medida comparativa del riesgo total en función de la posibilidad de generar gas o fuego al manejar materiales explosivos o inflamables.

El método del índice de explosión y fuego puede desencadenar un estudio más detallado, para aquellas unidades de proceso que arrojen los índices mayores y destinarles mayores recursos para evitar en lo posible riesgos mayores.

Método de cálculo del Índice de Explosión y Fuego:

El ingeniero que evalúa el proceso en estudio, asigna penalizaciones con un valor numérico predeterminado para aquellas partidas peligrosas que se deriven de datos históricos y del conocimiento y experiencias previas. Se deberá determinar cuál unidad o proceso se evalúa

I.8 CLASIFICACIÓN DE ACCIDENTES.

El término "Sistemas de Seguridad Industrial" cada vez es de mayor importancia por diversas razones, sin duda alguna porque ocurrieron gran cantidad de accidentes por año (Oil & Gas Journal, Ago 1990), pero además al estudiar las causas principales como son el diseño, mantenimiento, materiales de construcción, etc. se encontró que en ninguno de los 150 "accidentes mayores" la causa directa fué la falla de los sistemas de seguridad; y sin embargo ocurrieron.

Se encontró que la mayoría de los accidentes pudieron prevenirse antes de que se instalaran los sistemas de control, debido a que en más del 50 % de los accidentes una mala interpretación del sistema de control o especificación o implementación diseño condujeron al error o accidente en sí.

Independientemente de las causas que originen un accidente, las compañías de seguros, los gobiernos, los responsables de los diseños de las plantas y la sociedad en general se interesan en conocer más sobre la prevención de accidentes "mayores". A continuación se propone una clasificación para los diversos tipos de accidentes en función de sus elementos que los componen.

Retomando la definición de Riesgo; se sabe que éste se refiere a la medición de la probabilidad y severidad de efectos adversos que pueden causar un accidente y que frecuencia. Aunque el Riesgo es un concepto simple, se combinan con el factor humano, muchas compañías tienen una "Matriz de Riesgos", según la tabla siguiente:

ANALISIS CUALITATIVO: FRECUENCIA.

Nivel	Palabra Descriptiva	Frecuencia de Ocurrencia	
		Partidas Individuales	Inventario
5	Frecuente	Probable que ocurra frecuentemente	Experimentado frecuentemente
4	Probable	Ocurrirá varias veces en la vida	Ocurrirán frecuentemente
3	Ocasional	Probable que ocurra alguna vez en la vida	Ocurrirá Varias veces
2	Remoto	Improbable pero Posible	Improbable Pero puede suceder
1	Improbable	Tan improbable que se asuma que nunca suceda	Improbable pero Posible

Como se puede apreciar, se clasifican cinco niveles de frecuencia diferentes, algunas empresas consideran sólo tres niveles. (MIL-STD882 SAFETY SYSTEM).

En la tabla siguiente, se clasifica la severidad con el nivel de riesgo.

ANÁLISIS CUALITATIVO: SEVERIDAD.

Nivel	Palabra Descriptiva	Consecuencias Potenciales		
		Al personal	Al ambiente	A los equipos o A la producción
5	Catastrófico	Muerte	Liberación dañina Fuera de sitio	Pérdidas Monetarias mayores
4	Severo	Accidente con pérdida de tiempo	Liberación no dañina, fuera de sitio	Pérdidas Monetarias medias
3	Serio	Tratamiento Médico	Liberación en sitio No contenida Inmediatamente	Pérdidas Monetarias Bajas
2	Menor	Tratamiento Con primeros auxilios	Liberación en sitio contenida Inmediatamente	Pérdidas Monetarias Muy bajas
1	Insignificante	No heridas	Sin liberaciones	Pérdidas monetarias insignificantes

La severidad también puede clasificarse en función de los diferentes factores en riesgo: el personal, el equipo o instalaciones, la producción, etc. Ésta clasificación es subjetiva, pero útil.

Los dos conjuntos de números pueden combinarse para representar gráficamente la Severidad con la Frecuencia

ANÁLISIS CUALITATIVO: RIESGO TOTAL:

SEVERIDAD	PROBABILIDAD				
	1	2	3	4	5
5	5	10	15	20	25
4	4	8	12	16	20
3	3	6	9	12	15
2	2	4	6	8	10
1	1	2	3	4	5

Existe un tercer factor que también se grafica, que es la Cantidad, dando como resultado una gráfica aún más compleja, la AICHe y la ISA lo manejan como un concepto simple, de naturaleza cualitativa adicionando capas o niveles de protección en función de la efectividad.

Desventajas del análisis cualitativo:

Los razonamientos son intuitivos y subjetivos; de tal modo que pueden conducir a conclusiones erróneas.

Es difícil establecer un estándar.

Puede dar como resultado un intento de justificar políticas y decisiones previas de una empresa dada

Se ha aceptado un término llamado FAR (fatal accident rate), que expresa el número de muertes por cada 100 millones de Horas - Hombre trabajadas

Tipos de sucesos originarios de accidentes en la industria.

Los accidentes por sucesos internos en instalaciones industriales que potencialmente pueden causar daño al público exterior a la planta se clasifican en los siguientes apartados:

- **Fuegos en Plantas Químicas:**

- (a) Piscinas de Fuego: Se producen cuando se produce un escape o derrame de un líquido inflamable con posterior ignición. El líquido inflamado puede propagarse a través de conducciones y drenajes que no se prevé un cubeto o paredes de contención en la zona donde puede producirse el evento.

- (b) Fuego en Flash: se producen cuando una nube de vapor o de gas inflamable sufre ignición espontánea sin llegar a producirse una explosión. La propagación del fuego se realiza a una velocidad próxima a 1m/s y se denomina deflagración.

Explosiones debidas a sustancias químicas inflamables o inestables:

- **Blesses (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosions):** Se producen típicamente como resultado de un escape de un líquido inflamable desde un depósito a presión u otro tipo de contenedor. Si el líquido escapado arde bajo el recipiente, se calienta el depósito y hay un aumento de presión interna. Al cabo de un tiempo (por ejemplo hora y media) el depósito puede sufrir una fisura o la apertura de un disco de ruptura, etc., y el contenido se descarga hacia la atmósfera exterior, y al entrar en ignición se produce el efecto de una bola de fuego. Las principales causas que intervienen son:

- (a) El sobrecalentamiento del líquido

- (b) La súbita y rápida bajada de presión (fisura, ruptura, etc., del depósito)

- (c) Las condiciones externas de presión y temperatura que pueden permitir la nucleación espontánea del líquido permitiendo una rápida evaporación.

Para prevenir las explosiones BLEVE se disponen válvulas de alivio en los depósitos, mallas interiores para una mejor distribución de las temperaturas, inhibidores de la nucleación espontánea, etc.

Deflagración confinada: Cuando la deflagración se produce en el interior de un edificio, se incrementa notablemente la presión y como consecuencia, pequeñas cantidades de material pueden causar daños severos. Las explosiones domésticas de gas son típicas muestras. En los edificios con alto riesgo (como almacenes donde se acumulan granos y polvo) deberán preverse las correspondientes medidas -a nivel de diseño- que permitan el alivio de la posible explosión.

Explosiones de nubes de vapor no confinadas (UVCEs, Unconfined Vapor Cloud Explosions) En su origen son similares a los fuegos en flash pero sus consecuencias son radicalmente diferentes. En una UVCE se libera una nube de vapor que se mezcla con el aire antes de que se produzca la ignición. La mezcla de vapor y aire origina una detonación causando una onda de choque de gran sobrepresión. En términos de violencia explosiva, las UVCE son los accidentes más devastadores en las plantas.

Materiales altamente reactivos son aquellos que se descomponen rápidamente y exotérmicamente, tales como explosivos, mezcla de materiales que pueden reaccionar juntos, combustibles sólidos para propulsión aérea, etc. Son ejemplos típicos el TNE, el nitrato de amonio y el ácido plúrico.

▪ **Explosiones Físicas:**

Fallos de depósitos a presión. Los riesgos resultantes de las explosiones procedentes de un fallo en un recipiente a presión se deben a:

- (a) la onda de choque de la explosión
- (b) los misiles lanzados desde el depósito durante la explosión
- (c) el contenido probablemente tóxico o inflamable del depósito

Una causa común del fallo puede ser la sobrepresión, esta puede producirse por una operación mal realizada, por mezcla inadvertida de dos sustancias reactivas, etc. Para prevenir las consecuencias de la sobrepresión se disponen las correspondientes válvulas de seguridad y venteo.

- **Explosiones de gas:**

También se llaman explosiones de vapor y se producen cuando un líquido caliente hierve rápidamente con explosión violenta. Son típicos accidentes de las fundiciones cuando un molde de acero o hierro entra en contacto con el agua.

- **Explosiones de turbina:**

Se producen cuando se sobrepasa la velocidad de régimen de funcionamiento y por consiguiente se supera también el esfuerzo centrífugo de diseño provisto para las aletas. Para prevenir el evento se diseñan mecanismos de protección que cierran las principales válvulas de vapor.

Liberación de una pluma tóxica, se consideran dos categorías:

- (a) Materiales tóxicos convencionales que son extremadamente peligrosos pero sin propiedades mutagénicas o cancerígenas;
- (b) Materiales cancerígenos.

- **Fallas de calderas:**

Los accidentes externos pueden ser motivados por:

- (a) Accidentes de aviones: Aunque la probabilidad sea muy pequeña, las consecuencias de un impacto de avión sobre una planta química pueden ser muy severas.
- (b) Terremotos.
- (c) Mala ubicación de plantas cercanas a la industria considerada.
- (d) Severas condiciones climáticas, industriales, etc.

I.9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los apartados anteriores nos conducen a extraer las conclusiones y recomendaciones siguientes:

1. El análisis de riesgos es una herramienta que puede ser muy útil para mejorar la seguridad interna de la planta, teniendo como efecto mejorar la salud e higiene de los trabajadores así como la salud del público en general.
2. El análisis de riesgos tiene además como efecto secundario la mejora del medio ambiente, porque previene y pone los medios para disminuir la probabilidad de accidentes por sucesos internos (escapes, fugas, rupturas, etc.) o externos que indudablemente tienen un efecto negativo sobre el entorno.
3. La metodología del análisis de riesgos ha de ser la adecuada al tamaño de la industria y con sus fines perseguidos por este.
4. El análisis de riesgos es fundamentalmente una base para la redacción y puesta en marcha de los planes de emergencia de la industria.
5. El análisis de riesgos puede realizarse conjuntamente con diagnósticos y/o auditorías medio ambientales, lo que llamaría a una disminución en el coste su realización, incluyendo aquellos estudios que se adhieran con carácter voluntario al sistema comunitario de gestión y auditoría medioambiental
6. Independientemente de las exclusiones que se citen, toda actividad industrial que potencialmente y a través de un suceso iniciador de un accidente pueda provocar daños en la salud humana o el medio ambiente debería realizar un análisis de riesgos para mejor prever y mitigar después las consecuencias sobre personas y entorno.

CAPITULO II

DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES DE EXTRACCION DE CRUDO EN UNA PLATAFORMA MAR ADENTRO

CAPITULO II

DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES DE EXTRACCION DE CRUDO EN UNA PLATAFORMA MAR ADENTRO

Contenido

- II.1 Introducción.**
- II.2 Descripción de los Procesos Significativos de una Plataforma Mar Adentro.**
 - II.2.1 Tipos de Plataformas.**
 - II.2.2 Criterios de Diseño.**
- II.3 Diagramas de Tubería e Instrumentación.**
- II.4 Puntos Críticos ó de Riesgo.**
 - II.4.1 Plataforma de Perforación.**
 - II.4.2 Plataforma de Enlace.**
- II.5 Tecnología Tradicional de Manejo de los Procesos Críticos.**

II. 1 INTRODUCCION

La plataforma continental que rodea la península de Yucatán cubre una superficie de 170 mil kilómetros cuadrados, que se extiende, sobre todo, al norte y al noroeste de la península. Comprende las tierras emergidas que se encuentran aproximadamente a 200 metros de profundidad y 200 kilómetros de la costa.

Se encuentra actualmente un área de 700 kilómetros cuadrados, donde se localizan los siguientes campos: Akal, Nohoch, Abkatum, Ixtoc, Ku, Chuc, Pol, Pich y Yum.

En agosto de 1978 se inició la fabricación de las estructuras necesarias para instalar los equipos de perforación, y en diciembre de 1982 se contaba ya con 72 plataformas, produciéndose un promedio de 1.4 por mes.

El Golfo de Campeche es hoy una de las provincias petroleras más importantes del mundo, en donde se han perforado más de 86 pozos productores de crudo ligero y pesado para obtener, en diciembre de 1982, una producción promedio por día de 1.9 millones de barriles de crudo y 700 millones de pies cúbicos de gas.

II.2 DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS SIGNIFICATIVOS DE UNA PLATAFORMA MAR ADENTRO

II.2.1 TIPOS DE PLATAFORMAS

Plataforma de Perforación

La plataforma de perforación aloja el equipo mediante el cual se perfora el pozo y tiene también como función colocar la tubería que permitirá explotarlo y el cabezal donde se instalará más tarde la plataforma de producción.

Este tipo de plataforma dispone de 12 conductores de 20 pulgadas de diámetro, hincados a 60 m. aproximadamente por debajo del lecho por debajo del lecho marino, así como de un equipo compuesto por varios paquetes de perforación.

La cubierta consta de dos niveles, uno de producción a 16 m. sobre el nivel del mar y otro de perforación a 22 m. Esta cubierta es soportada por 8 columnas, y se construye con travesaños armados de placas, que unidas a la columna forman marcos rígidos para disponer de mayor espacio, facilitando la instalación del equipo y el movimiento de tuberías y simplificando su fabricación y colocación. Aquí se localizan el equipo de perforación, los tanques de lodos, la maquinaria y el paquete habitacional.

Cuando se encuentra debidamente instalada la superestructura, se procede a marcar sobre la cubierta las zonas donde van a estar localizados los 6 paquetes de perforación, mismos que deberán colocarse en tres niveles: inferior, intermedio y superior, sobre la cubierta. Los paquetes se transportan por medio de un chalán, y para su colocación se utiliza el barco grúa.

Una vez instalados los paquetes de perforación, un grupo de técnicos efectúa las interconexiones de mecánica, electricidad, tuberías, instrumentación, pintura y armado de la torre de perforación.

El periodo que se requiere para terminar las interconexiones es de 30 a 45 días, y una vez finalizada dicha actividad, la plataforma se entrega para su operación.

Plataforma de Rebombeo

La función específica de este tipo de plataformas, colocadas en el punto medio entre las de enlace y tierra, es aumentar la presión y capacidad de transporte de crudo.

Plataforma de Compresión de Gas

a) Sección de Compresión

Su función es suministrar al gas la presión necesaria para su transporte, así como su acondicionamiento, por ejemplo, el endulzamiento de gas amargo y la deshidratación. El gas comprimido es enviado a las correspondientes plataformas de enlace de gas.

Para comprimir el gas dulce se cuenta en cada plataforma con 4 módulo de compresión, siendo la capacidad total de compresión de 350 millones de pies cúbicos por plataforma.

Los módulos de compresión, permiten aprovechar el 98% del gas natural, lo que evita quemarlo a la atmósfera. Los primeros módulos fueron colocados en el complejo Akal "C". en noviembre de 1981.

Los módulos de compresión, se alimentan por dos corrientes de gas, una de baja y otra de alta presión, provenientes de la Plataforma de Separación de crudo y gas. . Ver DTI.2.4.

El gas de baja presión (1.7 Kg/cm²), alimenta a un compresor axial, en donde se eleva hasta 6.8 Kg/cm², que se requiere para mezclarlo con el gas de alta presión.

El flujo total de gas pasa por un enfriador y se recibe en un separador tipo filtro, en donde se eliminan los líquidos formados por el enfriamiento. El gas obtenido en el separador se alimenta entonces a la etapa de compresión de alta presión.

La compresión alta, a su vez, se lleva a cabo en dos etapas, con interenfriamiento y separación de condensados. En la primera etapa se eleva la presión del gas de 6.8 a 31 Kg/cm² y en la segunda etapa se alcanzan los 82-84.4 Kg/cm².

Los condensados obtenidos en los separadores de los módulos de compresión retornan a la plataforma de separación de crudo y gas. En el primero y segundo separadores se obtiene agua amarga aceitosa, la cual se envía a tratamiento para eliminar el aceite y los gases ácidos que contiene, antes de desaguarla en el mar.

b) Sección de Endulzamiento

El gas obtenido se divide en dos corrientes; una de ellas se remite a endulzamiento para eliminar el contenido de gases ácidos y utilizarse posteriormente como combustible en la misma plataforma de compresión; la otra parte es dirigida al gasoducto de la plataforma de enlace para su envío final a tierra. La operación de endulzamiento se efectúa en tres plantas conectadas en paralelo. En el endulzamiento se utiliza dietanol amina (DEA), y el contenido de H₂S y CO₂ se reduce hasta 4 y 1,000 ppm, respectivamente. Ver DTI. 2.6, 2.7.

c) Deshidratación del gas

La deshidratación del gas se lleva a cabo en una planta operando con trietilenglicol (TEG), con una capacidad de 7,646.4 Mm3d (270 Mmpie3-d). La finalidad de esta planta es reducir el contenido de agua en el gas que se envía a tierra hasta 0.112 Kg-Mm3 (7 lb-MMpie3), valor que se considera adecuado para evitar problemas durante su manejo y transporte. Ver DTI.2.5.

Para el mejor aprovechamiento del gas producido en la Sonda de Campeche, se fijaron puntos estratégicos para colocar 7 plataformas marinas a las que se les destinó 2 ó 4 módulos de compresión, según su capacidad e importancia.

Por las características señaladas, complejidad de diseño, fabricación y montaje, las plataformas de compresión se consideran el componente más importante del sistema de recolección de gas.

La plataforma Akal "C", opera con el gas producido en este campo y el Akal "J", debido a que su propia producción es solo de 195 millones de pies cúbicos por día, suficientes para alimentar tan sólo 2 de sus módulos de compresión. Ver DTI-2.2.

El gas comprimido en plataformas se envía a tierra y se recibe en la estación de Atasta, Nuevo Progreso, donde se le extraen los condensados que se hayan formado por la caída de presión y temperatura durante su transporte. Dicha estación cuenta con una potencia instalada de 159,000 caballos.

d) Tratamiento de agua aceitosa

El tratamiento tiene el propósito de eliminar aceite y gases ácidos presentes en el agua de desecho, de la sección de compresión, antes de enviarse al mar. Ver DTI.2.10.

Plataformas de Producción

En estas plataformas se efectúan, principalmente, la separación de la mezcla gas-crudo-agua proveniente del pozo y la estabilización del aceite para su envío a almacenamiento o a las terminales de exportación.

a) Separadoras de Producción.

En las plataformas de producción se efectúa la separación de la mezcla gas-crudo-gas, proveniente del pozo. Para realizar esta operación, la plataforma cuenta con dos etapas de separación, en las que, dependiendo del destino final de crudo, se lleva a cabo la estabilización para evitar el desprendimiento de vapores en terminales de almacenamiento y buque-tanques.

La mezcla gas-aceite se envía a la primera etapa de separación, operando a 7 kg/cm² (100 psig). El líquido obtenido se expande y se alimenta a una segunda etapa, cuya presión de operación varía entre 1.8 y 0.7 kg/cm² (25-10 psig).

El crudo obtenido de esta última etapa, se bombea y se envía a tierra (a terminar de procesarse), o a la Terminal de Exportación de Cayo Arcas, mientras que el gas separado se comprime en otra plataforma.

b) El propósito primordial de la estabilización del crudo, es el obtener los valores más bajos de PVR, con lo cual, se elimina el problema de almacenar hidrocarburos líquidos que generen una gran cantidad de vapores.

El almacenamiento en tierra se lleva a cabo en tanques de techo fijo o flotante, mientras que en el mar el crudo es almacenado temporalmente en un buque cautivo.

Plataformas de Enlace de gas

Esta plataforma cuenta con las instalaciones necesarias para recolectar las corrientes de gas y condensados provenientes de plataformas de compresión. Su función primordial es la de recolectar los líquidos obtenidos durante las corridas de "diablos" (limpieza de las tuberías) para enviarlos dosificadamente hacia la costa, evitando así patrones de flujo indeseables y problemas de manejo de grandes volúmenes de líquidos en las estaciones de recibo de la costa.

Esta operación se realiza en los tanques de carga, que separan los condensados para posteriormente reintegrarlos a la corriente principal de gas que se envía a tierra, de tal forma que se tenga un régimen de flujo adecuado.

La plataforma cuenta con una línea submarina que permite almacenar los líquidos obtenidos durante corridas de "diablos".

Estación de Recompresión y Bombeo y Estación de Recepción.

La estación de recompresión y bombeo se diseñó para recibir hasta 26,054.4 Mm³d (920 Mmpie³-d) de gas a una presión de 45 kg-cm² (640 psig) y una temperatura de 24°C (75°F)

Esta planta tiene como funciones principales, la separación de la mezcla gas-condensado, que se forma durante el transporte del gas marino a tierra, y el envío a través de ductos independientes, del gas y del líquido a la estación de recepción para su preparación previa a la entrada a los centros de procesamiento.

La operación de estas instalaciones permite incrementar la capacidad de transporte de los ductos marinos y terrestres, lo que conlleva a una optimización técnica y económica de estos servicios.

El vapor separado en la estación de recompresión, se envía a la sección de compresión en donde es acondicionado para su transporte a 84.4 kg-cm² y 52°C (1200 psig y 125°F)

II.2.2 CRITERIOS DE DISEÑO

El diseño de un complejo de plataformas instaladas mar adentro para el procesamiento de la mezcla gas-aceite de pozos, requiere de ciertos criterios que permitan obtener los productos deseados, con óptimos sistemas de procesamiento. Estos criterios se basan en tres aspectos principales:

a) Criterios de instalación

Las instalaciones deben considerar: minimización del equipo, máximo autosuficiencia, alta seguridad, alta flexibilidad y minimización del número de productos con lo que se logrará que las plantas instaladas sean funcionales y de dimensiones adecuadas.

b) Criterios para procesamiento de gas

El procesamiento y acondicionamiento del gas deberá llevarse a cabo en sistemas que consideren lo siguiente: máxima producción, facilidad para el manejo de condensados, eliminación de formación de hidratos y minimización de la condensación de licuables, lo cual redundará en beneficio del transporte del gas y la máxima recuperación de condensados.

c) Criterios de procesamiento de crudo

El crudo producido en las plataformas marinas requiere de un procesamiento que permita obtener la máxima producción de aceite con la mayor densidad API, y que cumpla con las especificaciones para explotación (PVR, H₂S, H₂O, etcétera).

Separadores de Producción

Desde el punto de vista real esto no es del todo factible, por lo que se establece una eficiencia de separación dependiendo de las propiedades de las corrientes a separar, como son:

- Relación gas-aceite (RGA)
- Densidad del gas y del aceite.
- Viscosidad del gas y del aceite.
- Tamaño de partículas de líquido en el gas separado.
- Sólidos suspendidos.
- Espuma.
- Tipo de flujo proveniente de pozo.
- Factor de separación $K=0.12$ a 0.50 , para los fluidos de la sonda de Campeche $K=0.35$.
- Velocidad de separación $f(K,L,v)$.

Estabilización del Crudo

Para obtener un crudo estabilizado, es necesario controlar las siguientes variables: presión, temperatura y tiempo de residencia. Sin embargo, también se debe mantener un equilibrio en cuanto a los efectos colaterales que se tienen al aumentar o disminuir cualquiera de ellas.

a) Presión

Una disminución en la presión puede conducirnos a una máxima liberación de componentes ligeros en fase vapor; es decir, bajos valores de presión de vapor, pero también bajos valores de densidad API. Por el contrario, un aumento en la presión tiene efectos de oclusión del gas en el líquido, lo cual pudiera provocar cavitación en las bombas.

b) Temperatura

La temperatura tiene el efecto inverso de la presión. Por ejemplo, un aumento de ésta favorece la estabilización y trae consigo una disminución de la densidad API.

c) Tiempo de residencia

Para que sean efectivos los ajustes, tanto de la presión como de la temperatura, es necesario contar con un tiempo de residencia mínimo de cinco minutos dadas las características de los fluidos de la Sonda de Campeche.

d) Seguridad

Los gases disueltos en el crudo no estabilizado son más pesados que el aire y, por lo tanto, se dificulta su dispersión presentándose el riesgo de intoxicación en el personal involucrado en el manejo de estos fluidos.

Para prevenir lo anterior, la presión de vapor se especifica usualmente de 0.7 a 0.8 kg-cm² (10 a 12 psig) como presión de vapor Reid. Con respecto al ácido sulfhídrico y para mantener la toxicidad del gas mínima, se requiere para éste sea bajo, por lo que se especifica entre 60 y 80 ppm, aunque puede ser tan bajo como 10 ppm.

Tomando en cuenta todos estos conceptos, los separadores de las terminales de exportación se han diseñado para operar a 0.5 kg-cm² (7 psig), con lo cual el crudo estabilizado se obtiene con las siguientes características:

Humedad	(% vol)	0.1
Contenido de Sal	(g-m3)	28
	(lb-1000)	10
BBL)		
Presión de Vapor Reid	(kg-cm2= psig)	0.7 - 0.8
		10 -
Densidad API		La mejor posible

Acondicionamiento del Gas para su Transporte

El gas separado en las plataformas de producción requiere de su acondicionamiento, con el fin de que sea aprovechado en tierra después de su transporte.

Los principales procesos empleados en esta operación, son la compresión y la deshidratación del gas.

El primero de ellos tiene como función elevar la presión del gas hasta la requerida para su transporte a 84.4 kg-cm² (1,200 psig); el segundo, reduce el contenido de agua a 0.112 kg-Mm³ (7 lb-MMpie 3-d) mediante un proceso de absorción con glicol, esta operación evita que contenidos relativamente altos de agua en contacto con gases ácidos ocasionen corrosión, formación de hidratos y posibles fracturas en la línea de envío a tierra.

Uno de los fenómenos de transporte que deben tenerse en cuenta para seleccionar el acondicionamiento más adecuado para el gas lo representa la condensación retrógrada. Este efecto, consistente en una acumulación máxima de líquidos en las secciones intermedias del ducto de transporte, se traduce en una reducción en la eficiencia del gasoducto y lleva a programar una mayor frecuencia de las operaciones de corridas de "diablos" a fin de remover el líquido obturante.

Del mismo modo, una evaluación completa de éste y otros problemas de transporte, deberá considerar la influencia de la temperatura ambiente con relación a la temperatura de rocío del gas después de su acondicionamiento, ya que, al poseer el ducto una gran área para la transferencia de calor, la corriente conducida siempre tenderá a la temperatura del medio circulante y si ésta es mucho menor que la de rocío de gas, será inevitable la formación de grandes volúmenes de condensados, que pueden ocasionar patrones de flujo indeseables que generarían altas caídas de presión y como se mencionó, baja eficiencia de transporte y mayor frecuencia en la corrida de "diablos".

Aunado a lo anterior, para mejorar el control de corrosión, es recomendable considerar la inyección de inhibidores.

Plataformas de Enlace del Gas

El diseño de una plataforma de enlace de gas estará en función de los siguientes criterios.

- a) Flujos máximos aportados por las diferentes plataformas.
- b) Calidad del gas en función del contenido de licuables.
- c) Temperatura de rocío del gas.
- d) Del tipo de operación de la línea (gas, líquido, dos fases).
- e) De las condiciones de operación del sistema de compresión y enlace para predecir las necesidades de recompresión en tierra antes del envío a los centros de procesamiento.
- f) De los patrones de flujo, para determinar la dosificación de condensados en la corriente de gas que se envía a tierra, con el fin de evitar patrones de flujo indeseables.

En lo que se refiere al equipo, conviene mencionar:

Los separadores de condensados deberán estar interconectados, en tal forma que puedan trabajar individualmente (en función del flujo alimentado a la plataforma y de la cantidad de gas y condensado que se reciban en un momento dado). El tanque de balance tendrá capacidad para el manejo de los condensados separados así como los obtenidos de una corrida de "diablos" almacenados temporalmente en la línea submarina.

El número de bombas en operación estará condicionado a mantener un patrón de flujo adecuado en el ducto que va a tierra.

Siendo la función del receptor submarino de condensados, la acumulación del condensado recuperado en las corridas de "diablos", su capacidad estará en función del volumen de líquidos que se estime captar en tales operaciones. Por otra parte, el tiempo de vaciado se fijará considerando la frecuencia de recepción de líquidos en este equipo, lo que determinará la frecuencia de disponibilidad requerida, y la dosificación del condensado al gasoducto que permita mantener la filosofía de patrones de flujo adecuados para el transporte.

Estación de Recompresión y Bombeo y Estación de Recepción

Acorde a las funciones requeridas de estas estaciones, las operaciones que se llevan a cabo son: separación gas-condensado, compresión, estabilización, almacenamiento de condensado y separación y balance de condensados, respectivamente.

Con base en las operaciones señaladas, los criterios de diseño de los equipos se realizarán tomando en cuenta la flexibilidad de operación de estas plantas.

Con el fin de cumplir adecuadamente con estas funciones se establecen los siguientes criterios:

a) Estación de recompresión

Sección de separación

El diseño de los recipientes separadores debe prever la elevación súbita de volúmenes grandes de líquidos provenientes del ducto marino.

Sección de compresión

Esta sección deberá modularse, a fin de cumplir con las fases que se impongan, de acuerdo con el programa de producción de gas en el área.

Sección de estabilización

Las condiciones de presión y temperatura de estabilización se fijarán buscando que el producto condensado posea una presión de vapor tal que pueda transportarse a presiones relativamente bajas sin que se presente flujo en dos fases, y adicionalmente que el gas recuperado en esta operación, una vez integrado a la corriente de gas comprimido ocasione la mínima condensación posible durante su transporte.

Sección de almacenamiento de condensado no estabilizados

Su capacidad estará en función de los volúmenes de líquido que se estime recuperar durante las corridas de "diablos" del gasoducto marino y su velocidad de vaciado dependerá de la frecuencia con que se realicen tales operaciones.

Sección de almacenamiento de condensados estabilizados

En virtud de que su función es almacenar el condensado que por algún motivo no pueda recibirse en otras plantas, su capacidad se establecerá con relación en el tiempo máximo que se desee operar la planta antes de enviar el producto a quemador, en caso de que no pueda restablecerse el envío normal.

b) Estación de recepción

Sección de separación

Deberá considerar además de una separación eficiente de líquidos de arrastre, la posibilidad de operar un flujo continuo, relativamente grande, de condensados, a fin de cubrir la posibilidad de que, en caso de paro de la estación de recompresión, se reciba una alimentación directa de gas y condensados del ducto marino.

Sección de balance de condensados.

Su diseño se determinará para proporcionar un tiempo de residencia adecuado para absorber la variaciones de flujo sin que se afecten los demás procesos involucrados y adicionalmente deberá considerar la posibilidad de separar líquido y vapor, previendo a situación en la que la sección de separación reciba directamente el gas marino y el condensado separado se pase a esta sección, en la que se requerirá una estabilización previa para pasar posteriormente a otros procesamientos.

II.4 PUNTOS CRITICOS O DE RIESGO

De los diagramas de tubería e instrumentación se analizan los puntos de riesgo según lo siguiente:

II.4.1 PLATAFORMA DE PERFORACION

Los parámetros de producción u obtención del petróleo oscilan entre:

Presión: 530 kg/cm² (7,500 psi). Temperatura 80° - 120°C

El control que se realiza en los pozos, se divide en dos aplicaciones: válvulas de seguridad y subsuperficiales y válvulas de seguridad superficiales, comandadas por un tablero de control de pozos.

Bajo condiciones normales de operación, ambos grupos de válvulas controlan el flujo del pozo y bajo el principio de "a falla segura", es decir, se cierran bajo la pérdida de la señal de control. Esta condición se describe a continuación: Existen sensores que detectan las condiciones de flujo del pozo y bajo condiciones normales el tablero de control envía la señal a las válvulas de seguridad para que permanezcan en la posición "abierta". En caso de presentarse una condición anormal el tablero bloquea la señal que se envía a las válvulas y por el diseño de éstas, cesa la señal, que debe vencer a la fuerza de mantener a la válvula abierta, cabe destacar que no existen puntos de apertura intermedios, solo "abierta" o "cerrada" la válvula respectiva.

En caso de que por error o accidente se cierre alguna o varias válvulas, se requiere "presurizar" el pozo nuevamente, una operación no muy sencilla y que requiere de tiempo volver a producir o extraer petróleo, lo que origina pérdidas económicas significativas.

En esta plataforma el riesgo principal es: incremento en la presión de pozos y se controla mediante la siguiente filosofía de operación:

El tablero de control de pozos se diseña para operar válvula hidráulica de control de seguridad subsuperficial (SCSSV) y hasta 2 válvulas neumáticas o hidráulicas de control por pozo (SSV). De este tablero, surge la señal automática para cerrar las válvulas en respuesta a varias condiciones anormales que ameriten el cierre del pozo.

Del tablero de control se vigila el estado de los sensores de presión alta-baja y proporciona el cierre del pozo según la condición de presión. Además de la vigilancia de presiones, el tablero de control cuenta con un circuito cerrado presurizado para cierre remoto de emergencia (ESD), es decir, desde diferentes puntos localizados en las instalaciones de la plataforma, tales como el embarcadero, el helipuerto, la sala de control, etc.

Existe una secuencia ordenada y estricta de cierre de pozo, con control de tiempo para asegurar lo siguiente:

Presión hidráulica o neumática venteada desde la válvula de ala o superficial de seguridad (W.V.)

Presión hidráulico o neumática venteada desde la válvula maestra de seguridad (M.V.)

Presión hidráulica venteada desde la válvula subsuperficial de seguridad (SCSSV)

Se monitorea mediante interruptores de presión el estado "abierto/cerrado" de las válvulas de ala, válvulas maestras y válvulas subsuperficiales así como ciertas condiciones o estados como son niveles de líquido (hidráulico) bajo, baja presión de aire de operación y "paro de Emergencia Remoto".

Es posible controlar remotamente la operación de pozos mediante un sistema de control y adquisición de datos (SCADA) o una unidad de transferencia remota (RTU), colocando al juego de válvulas de tal modo que se produzca el petróleo, o se pruebe o se deje "presurizado" sin parar.

Siempre debe existir una secuencia de cierre de pozos de emergencia (PPE), ya sea por detección de juego o por accionamiento a voluntad de un operador o botón de "disparo manual" o por alta presión de pozos.

II.4.2 PLATAFORMA DE ENLACE

En los receptores de diablos, HR-2001, HR-2003, HR-2005, HR-2006 se recibe crudo o gas provenientes de Akal-F, Abkatún-A, Akal-0, Ku-A; a través de los lanzadores de diablos HR-2004, HR-2007, HR-2008, HR-2010 se envía crudo o gas a Akal C-3 a Cayo Arcas línea 1, a Cayo Arcas línea 2 y a Dos Bocas respectivamente.

Cada receptor o lanzador de diablos cuenta con una válvula de corte, cuya función es evitar o permitir el flujo del aceite crudo o gas..

Existen arreglos de tuberías que permiten destinar los flujos a otro sitio donde convengan por casos de emergencia o mantenimiento de las líneas o equipos. En caso de que se requiera desfogar o aliviar la presión se hace a través de 3 arreglos de 2 líneas paralelas con su respectiva válvula de control.

II.5 TECNOLOGIA TRADICIONAL DE MANEJO DE LOS PROCESOS CRITICOS

Aunque la seguridad de procesos es tan antigua como la ingeniería química de procesos, no se había reconocido como una rama distinta, hasta que una nueva generación de plantas, operando a presiones y temperaturas mayores, provocaron serios fuegos y explosiones. Así se hizo notoria la necesidad de la prevención de accidentes de una forma sistemática y estudios técnicos tan profundos como los dedicados al diseño de la planta y operación del proceso mismo. Como se explicó en el capítulo I, una vez identificados los peligros, se deberán buscar las soluciones más apropiadas.

Dentro del campo de los procesos que nos ocupan, plataformas marinas o costa fuera, tradicionalmente se han manejado los sistemas de seguridad diseñados para responder a las condiciones de la planta, los cuales pueden ser peligrosos por su naturaleza o por no tomar acción alguna cuando se alcance un nivel peligroso en el valor de un parámetro del proceso al que están diseñados para actuar. Existen dos tipos de sistemas de seguridad, uno es para prevenir y el otro es para mitigar un siniestro una vez que se haya presentado.

En todos los diseños de proceso se deberá intentar llevar a una instalación inherentemente segura. Uno de los peores escenarios en una plataforma marina es la sobrepresión en los equipos y tuberías.

A continuación se enuncian los dispositivos, equipos y sistemas que se usan para disminuir la presión cuando ésta aumenta súbitamente:

- Válvulas de relevo
- Válvulas de seguridad (Pop Valve)
- Discos de ruptura
- Válvulas de presión-vacío
- Arrestadores de flama
- Sistemas de relevo de presión
- Sistemas de venteo

Los dos últimos sistemas ocupan derivaciones de tuberías, tanques acumuladores o de trampas, por mencionar algunos equipos principales.

Pero estos dispositivos, tienen las desventajas que se aprecian en la tabla siguiente:

Control de procesos vs. seguridad de procesos

Control de Proceso	Dispositivos de Seguridad
Dinámico	Durmiente o pasivo
Auto-relevado de fallas	Se deberán probar por fallas ocultas
Menos crítica su reparación	Altamente crítica su tiempo de reparación
Transferencia auto/manual	Nunca deberá derivarse o estar "fuera de operación"
Se apoya mucho en el operador	Poco o nulo apoyo del operador

El caso típico de durmiente o pasivo es el punto de ajuste o de apertura de una válvula de seguridad o relevo, en caso de falla, no se aprecia hasta que se daña un recipiente, cuando el daño es precisamente mayor.

SIMBOLOGIA DE LOS 80'S

	LINEA DE PROCESO		VALVULA DE CONTROL
	SERIAL HIDRAULICA		VALVULA DE CONTROL
	SERIAL NEUMATICA		VALVULA SOLENOIDE DE TRES VIAS
	SERIAL ELECTRICA		PLACA DE ORIFICO
	VALVULA DE RETENCION (CHECK)		TERMOPAR SENCILLO CON TERMOPOZO
	VALVULA DE COMPUERTA		TERMOPAR DUPLEX CON TERMOPOZO
	VALVULA DE GLOBO		ACTUADOR DE DIAFRAGMA ABRE A FALLA DE AIRE
	VALVULA DE BOLA		ACTUADOR DE DIAFRAGMA CIERRA A FALLA DE AIRE
	VALVULA DE MARIPOSA		INSTRUMENTO LOCALIZADO EN CAMPO
	VALVULA DE DIAFRAGMA		INSTRUMENTO LOCALIZADO EN TABLERO LOCAL
	VALVULA DE TRES VIAS		INSTRUMENTO LOCALIZADO EN TABLERO PRINCIPAL
	ENTRADA O SALIDA DE LIMITE DE BATERIA		
	DRENAJE A PRESION		

SIMBOLOGIA DE LOS 90'S

	LINEA DE PROCESO		DISPOSITIVO CONFIGURADO EN SISTEMA DIGITAL (FUNCIONES LOGICAS SECUENCIALES, PARA MAYOR INFORMACION VER LOGICOS DE CONTROL 518-01/38)
	CAPILAR		TARJETAS DE ENTRADA/SALIDA EN SISTEMA DIGITAL
	SERIAL ELECTRICA		TIERRA DE INSTRUMENTOS
	ENLACE DIGITAL VIA SOFTWARE		VALVULA TIPO ESFERICA OPERADA CON ACTUADOR NEUMATICO
	ENLACE VIA RADIO UHF O MICROONDAS		SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES MODULACION DEMODULACION DE INFORMACION
	SERIAL NEUMATICA		TABLAS PARA INTERCONEXION
	SERIAL HIDRAULICA		BUNDAJE
	INSTRUMENTO PRESENTADO EN PANTALLA (QUE UTILIZA SERIAL ANALOGICA) NORMALMENTE ACCESIBLE AL OPERADOR		TABLILLA CON FUSIBLE
	INSTRUMENTO PRESENTADO EN PANTALLA (QUE UTILIZA SERIAL ANALOGICA) NORMALMENTE NO ACCESIBLE AL OPERADOR	AS	ASISLADORES DE SERIAL
	DISPOSITIVO PRESENTADO EN PANTALLA (FUNCIONES LOGICAS SECUENCIALES) ACCESIBLE AL OPERADOR	RE	RELEVADORES
	DISPOSITIVO PRESENTADO EN PANTALLA (FUNCIONES LOGICAS SECUENCIALES) NO ACCESIBLE AL OPERADOR		
	INSTRUMENTO LOCALIZADO EN CAMPO		
	DISPOSITIVO O FUNCION CONFIGURADA EN LA COMPUTADORA CENTRAL NO ACCESIBLE AL OPERADOR		

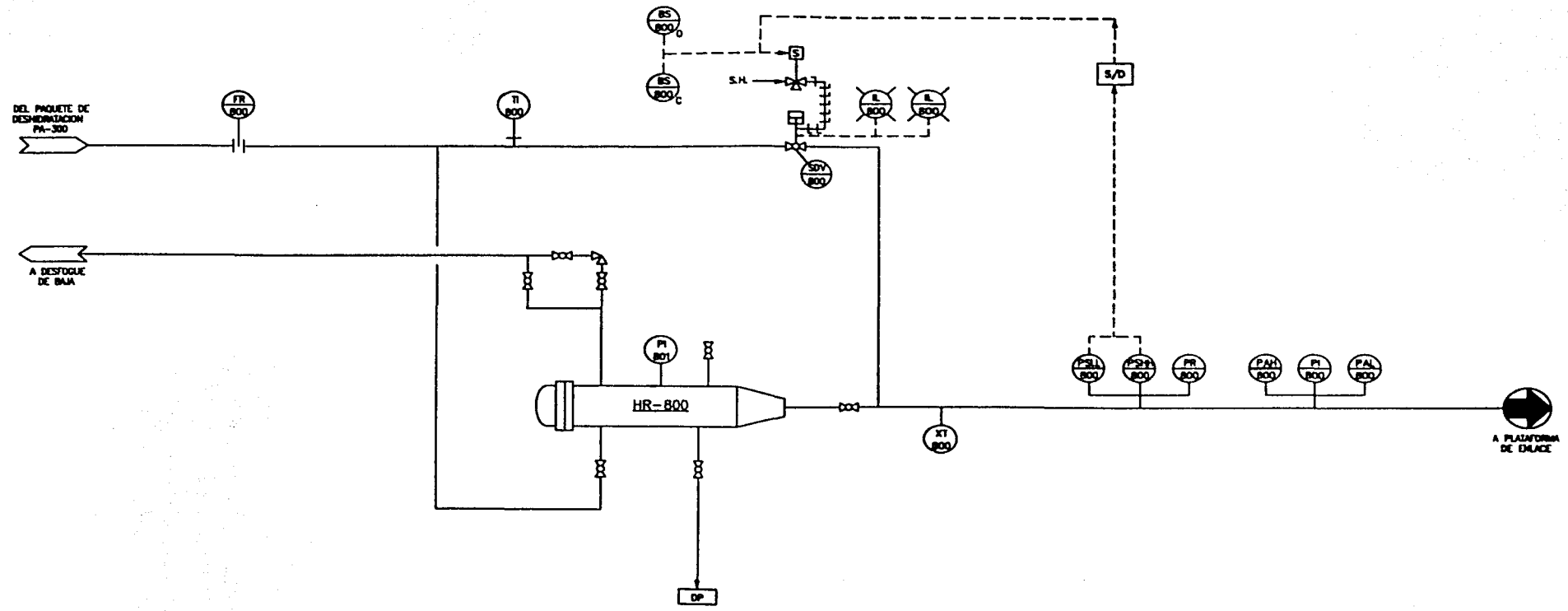


UNAM
FACULTAD
DE
QUIMICA

ALFONSO RANGEL ESCALERA

DIAGRAMA DE SIMBOLOGIA

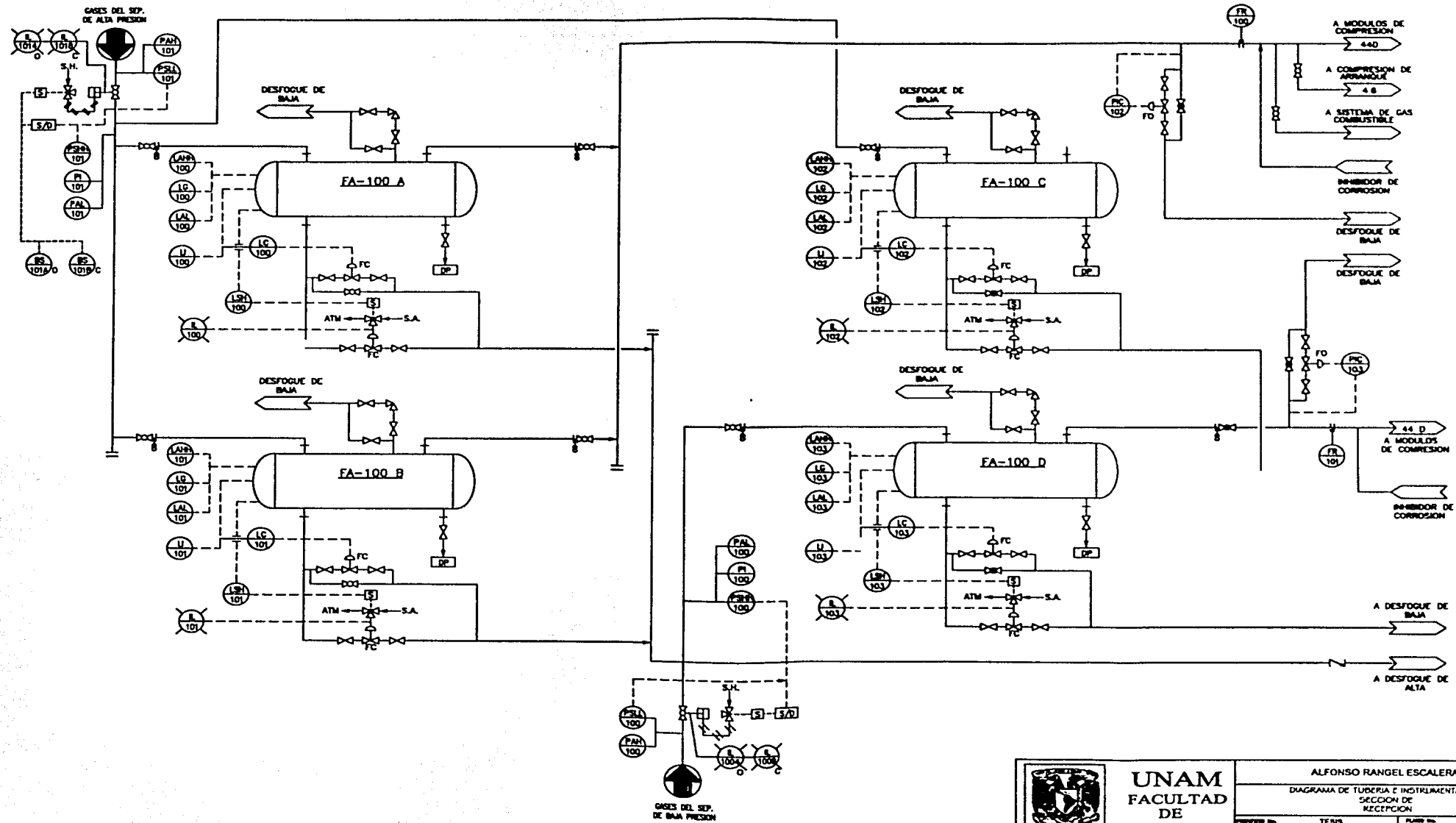
PROFESOR EN LUNAS	TESIS MÓDULO D.F.	PLANO EN DTI--2.1	REV. B
----------------------	----------------------	----------------------	-----------



UNAM
FACULTAD
DE
QUIMICA

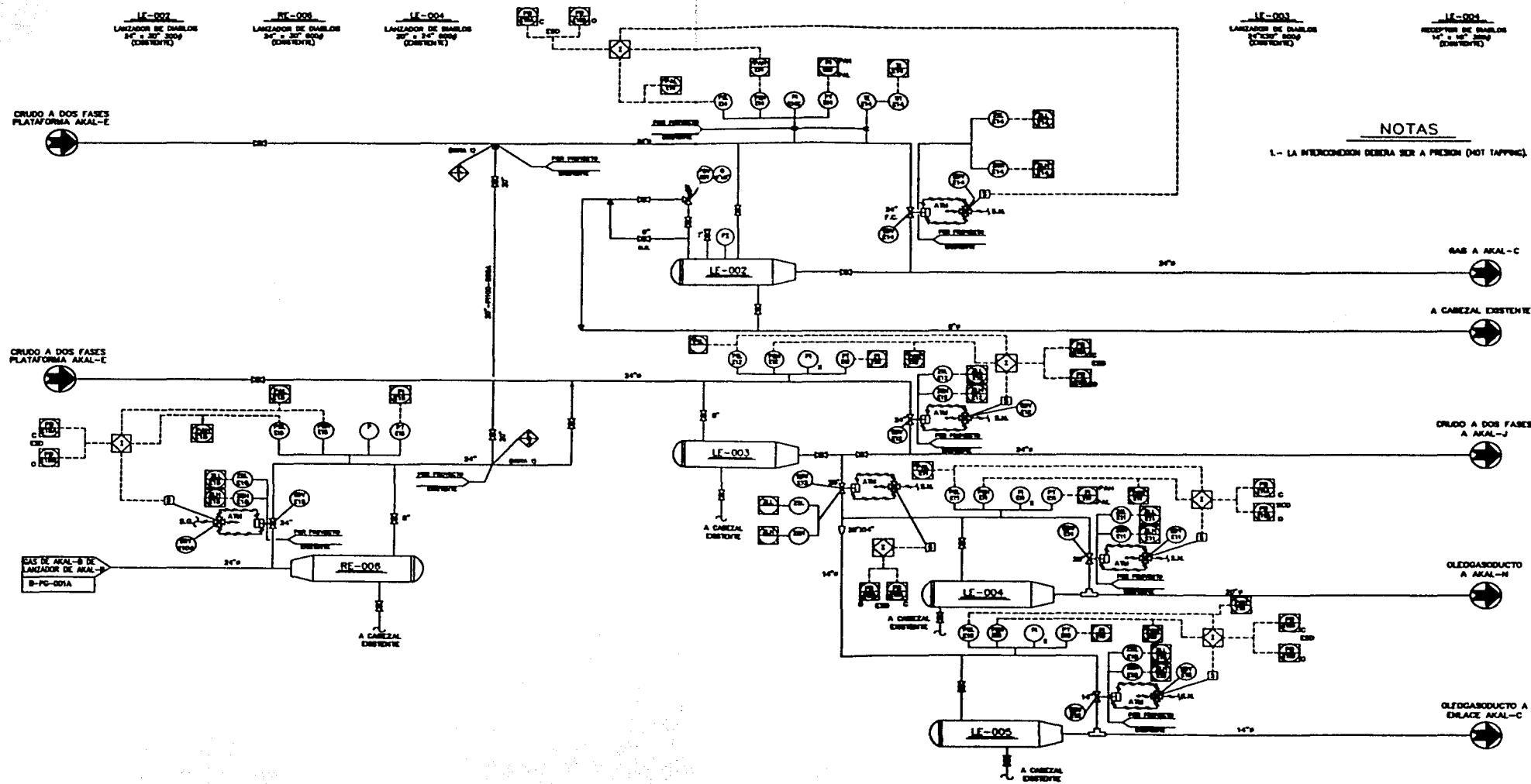
ALFONSO RANGEL ESCALERA		
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION		
LANZADOR DE DIAPHRAGMAS		
PROYECTO No.	TESIS	PLANO No.
LUGAR	MEXICO D.F.	DTI-2.1A
		B

44



UNAM
FACULTAD
DE
QUIMICA

ALFONSO RANGEL ESCALERA		
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION		
SECCION DE RECEPCION		
PROFESOR DEL TESIS	PLAZO DEL	SEM.
LINEA MEXICO D.F.	DTI-2.2	B



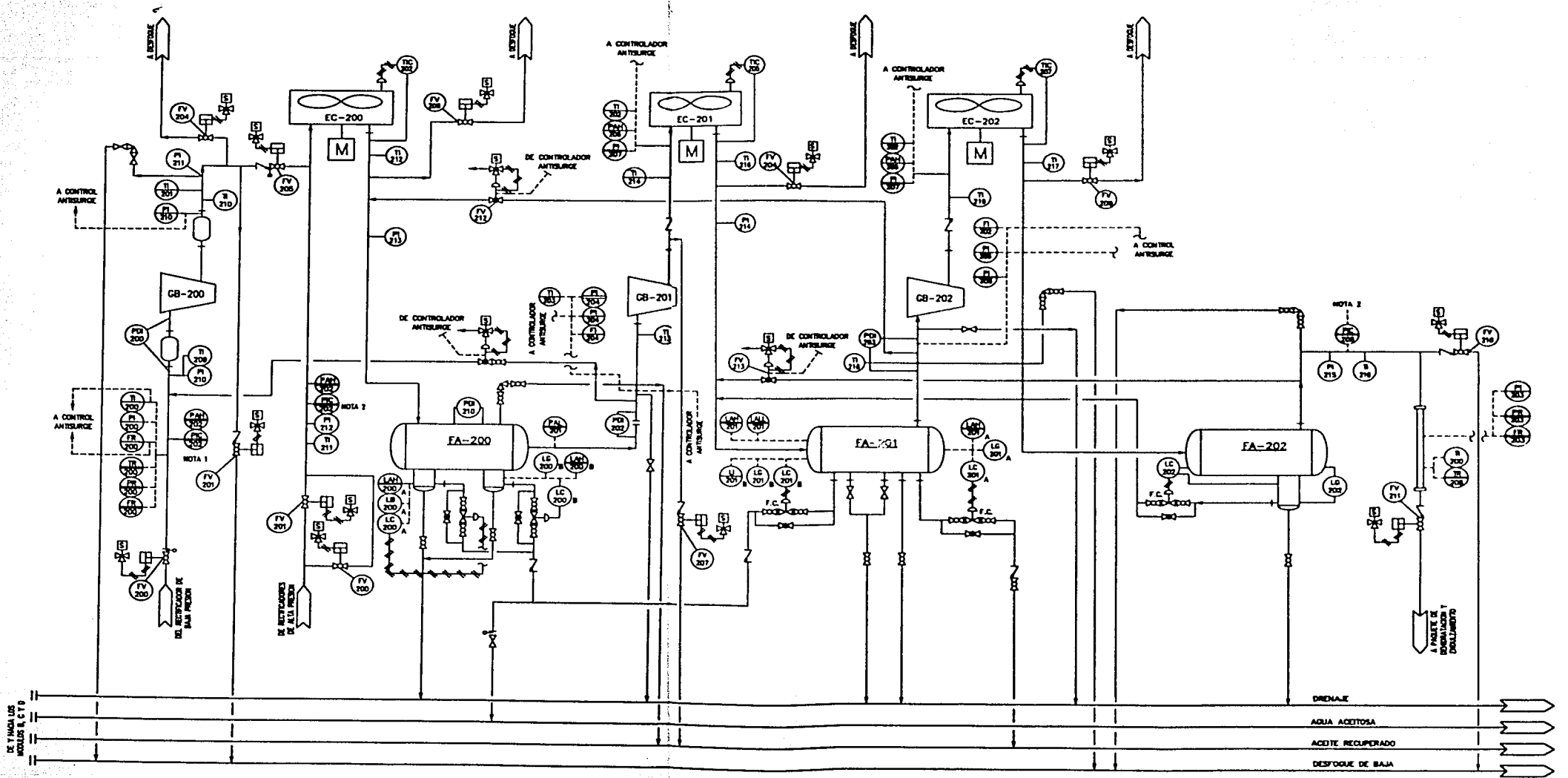
NOTAS

1.- LA INTERCONEXION DEBERA SER A PRESION (HOT TAPPING).



UNAM
FACULTAD
DE
QUIMICA

ALFONSO RANGEL ESCALERA			
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION LANZADORES Y RECEPTORES DE DIABLOS			
PROYECTO No.	TESIS	PLANO No.	DTI-2.3
LUNA	MEXICO D.F.		B

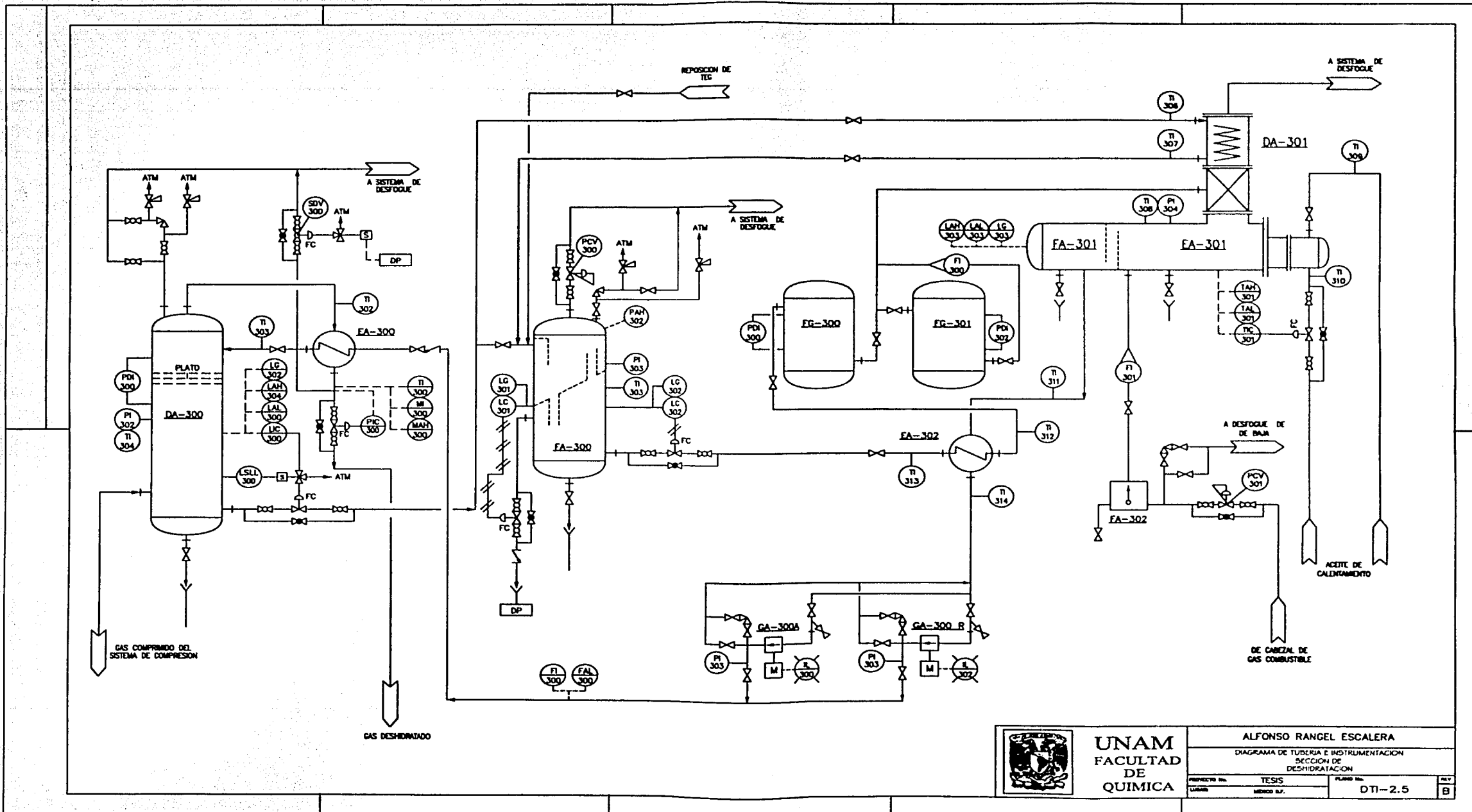



NOTA 1: SEÑAL AL CONTROL DE VELOCIDAD DE LA TURBINA DEL COMPRESOR GB-200
 NOTA 2: SEÑAL AL CONTROL DE VELOCIDAD DE LA TURBINA DEL COMPRESOR GB-201/202

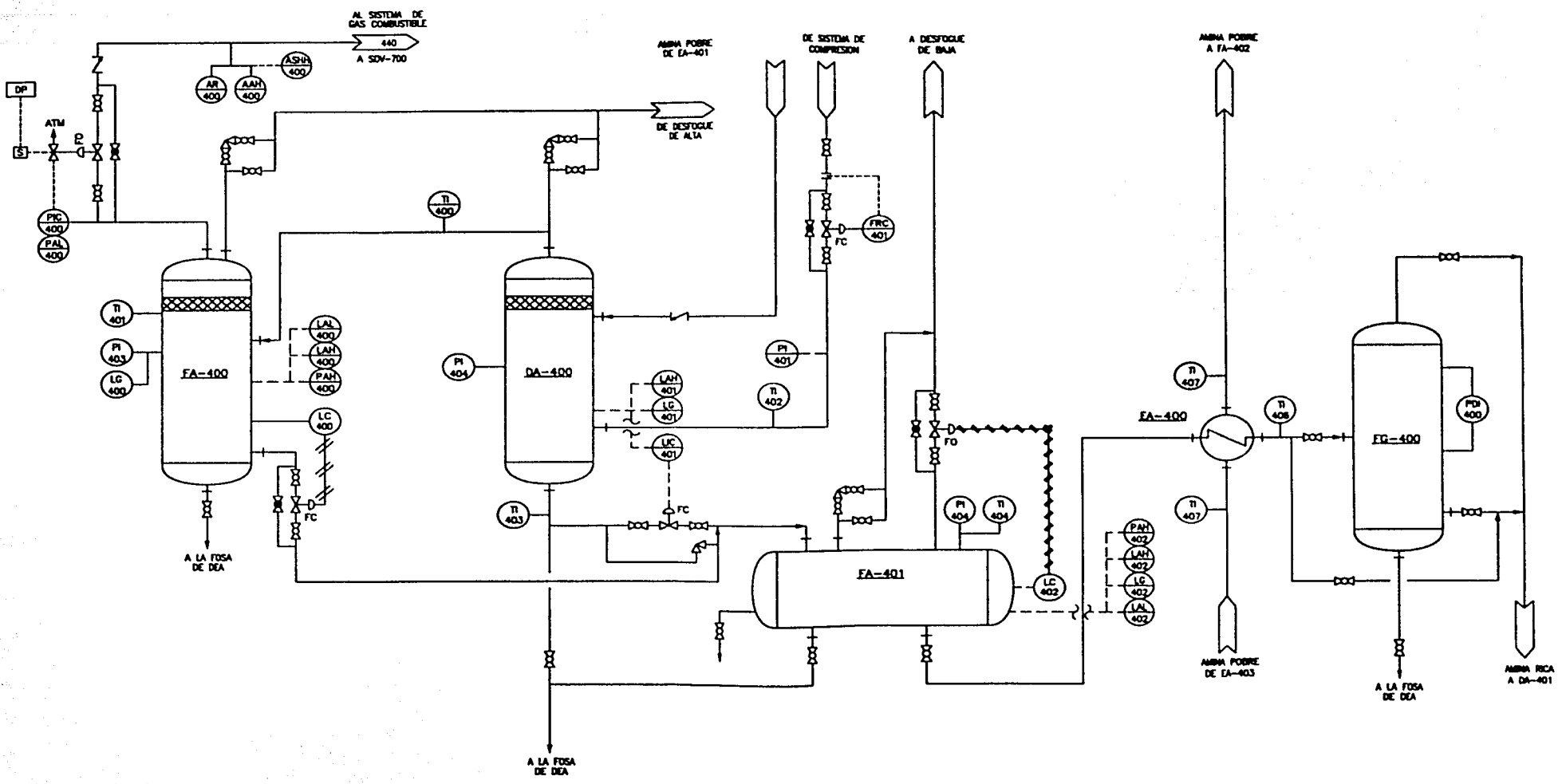


UNAM
FACULTAD
DE
QUIMICA

ALFONSO RANGEL ESCALERA		REV. B	
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION		SECCION DE COMPRESION	
PROYECTO No.	TESIS	PLANO No.	DTI-2.4
LUGAR	MEXICO D.F.		

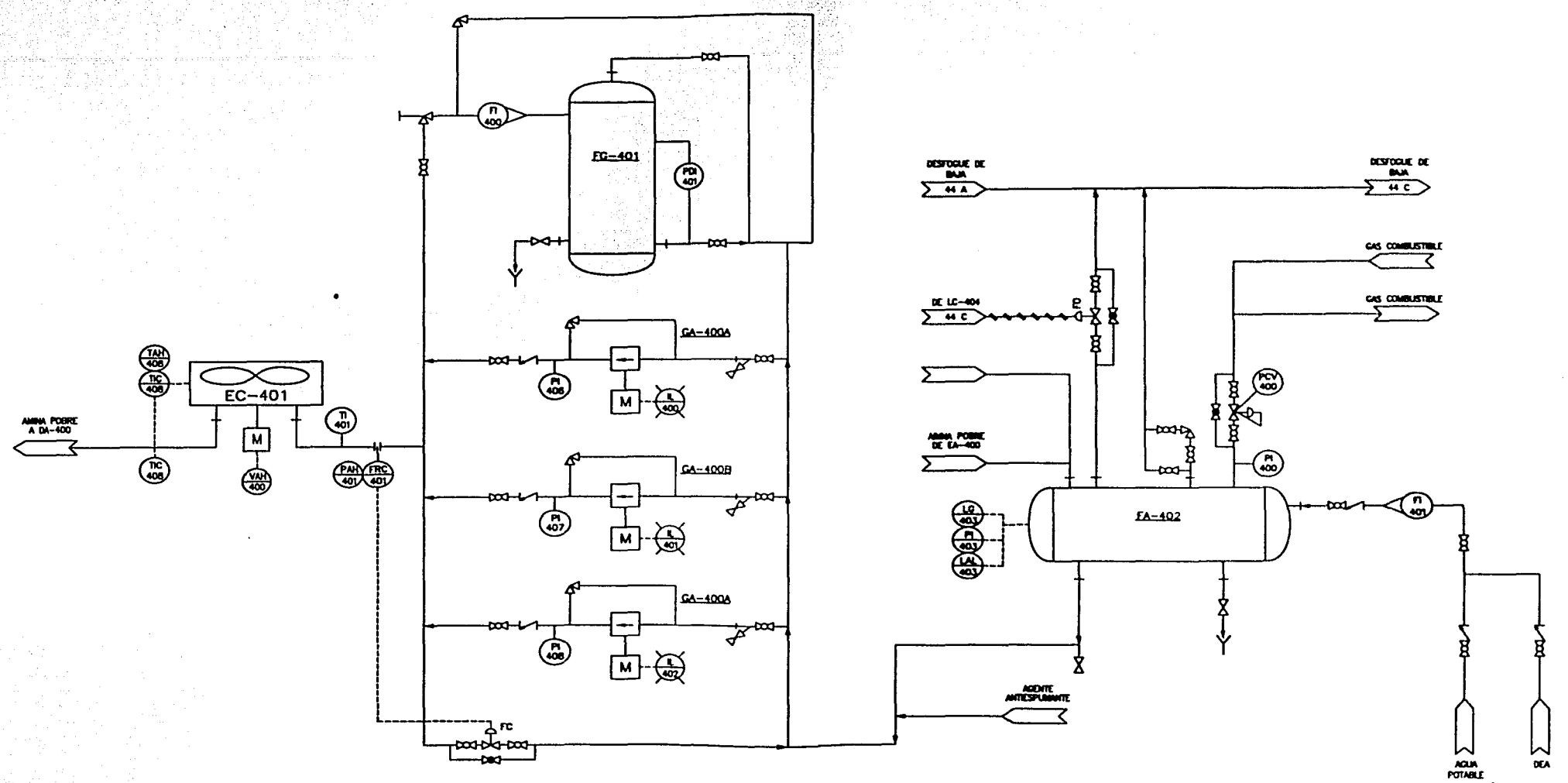


	UNAM FACULTAD DE QUIMICA		
	ALFONSO RANGEL ESCALERA DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SECCION DE DESHIDRATACION		
PROYECTO No. UNAM	TESIS	PLANO No. DTI-2.5	PAV B



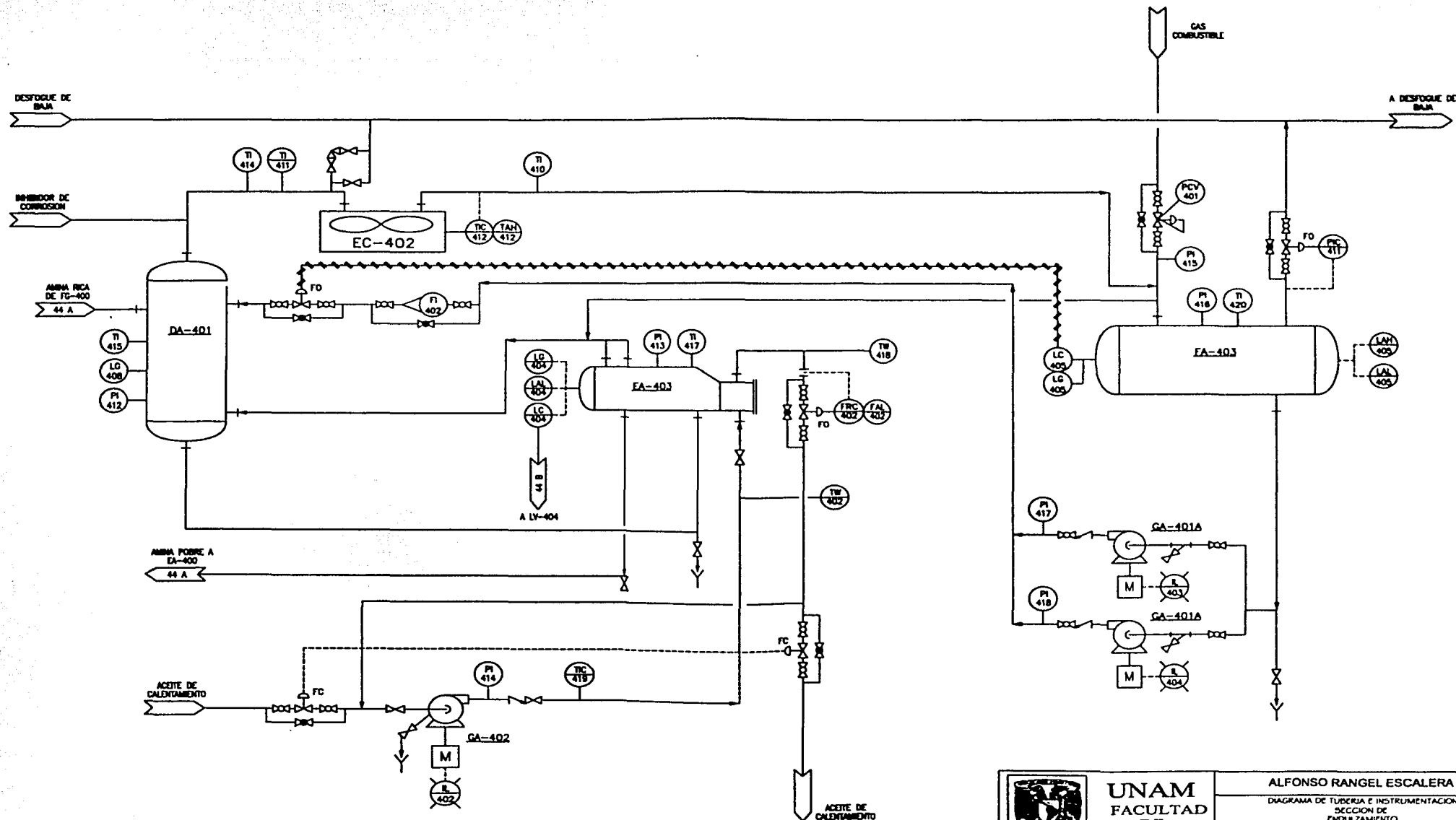
UNAM
FACULTAD
DE
QUIMICA

ING. ALFONSO RANGEL ESCALERA		
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION		
SECCION DE ENDULZAMIENTO		
PROYECTO No.	TESIS	PLANO No.
LUGAR	MEXICO D.F.	DTI-2.6



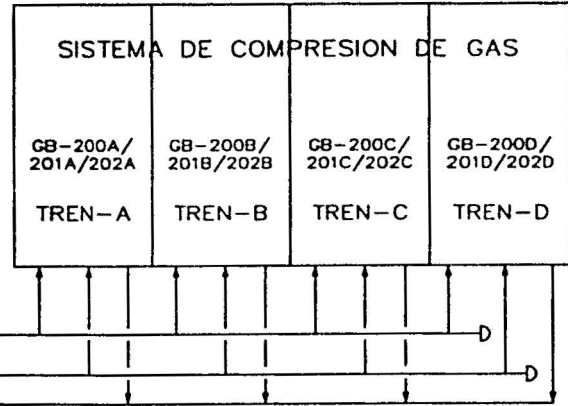
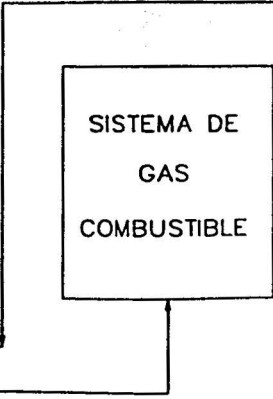
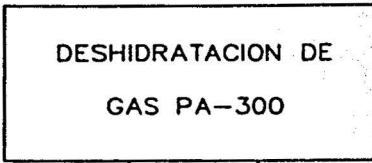
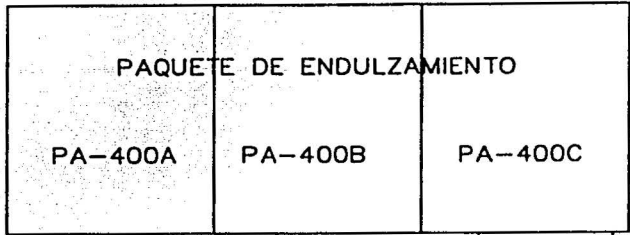
UNAM
FACULTAD
DE
QUIMICA

ALFONSO RANGEL ESCALERA		
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION		
SECCION DE ENDULZAMIENTO		
PROYECTO No.	TESIS	PLANO No.
LUGAR	MEXICO D.F.	DTI-2.7
		E



UNAM
FACULTAD
DE
QUIMICA

ALFONSO RANGEL ESCALERA			
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION			
SECCION DE			
ENDULZAMIENTO			
PROYECTO No.	TESIS	PUNTO No.	DTI-2.8
LUGAR	MEXICO D.F.		

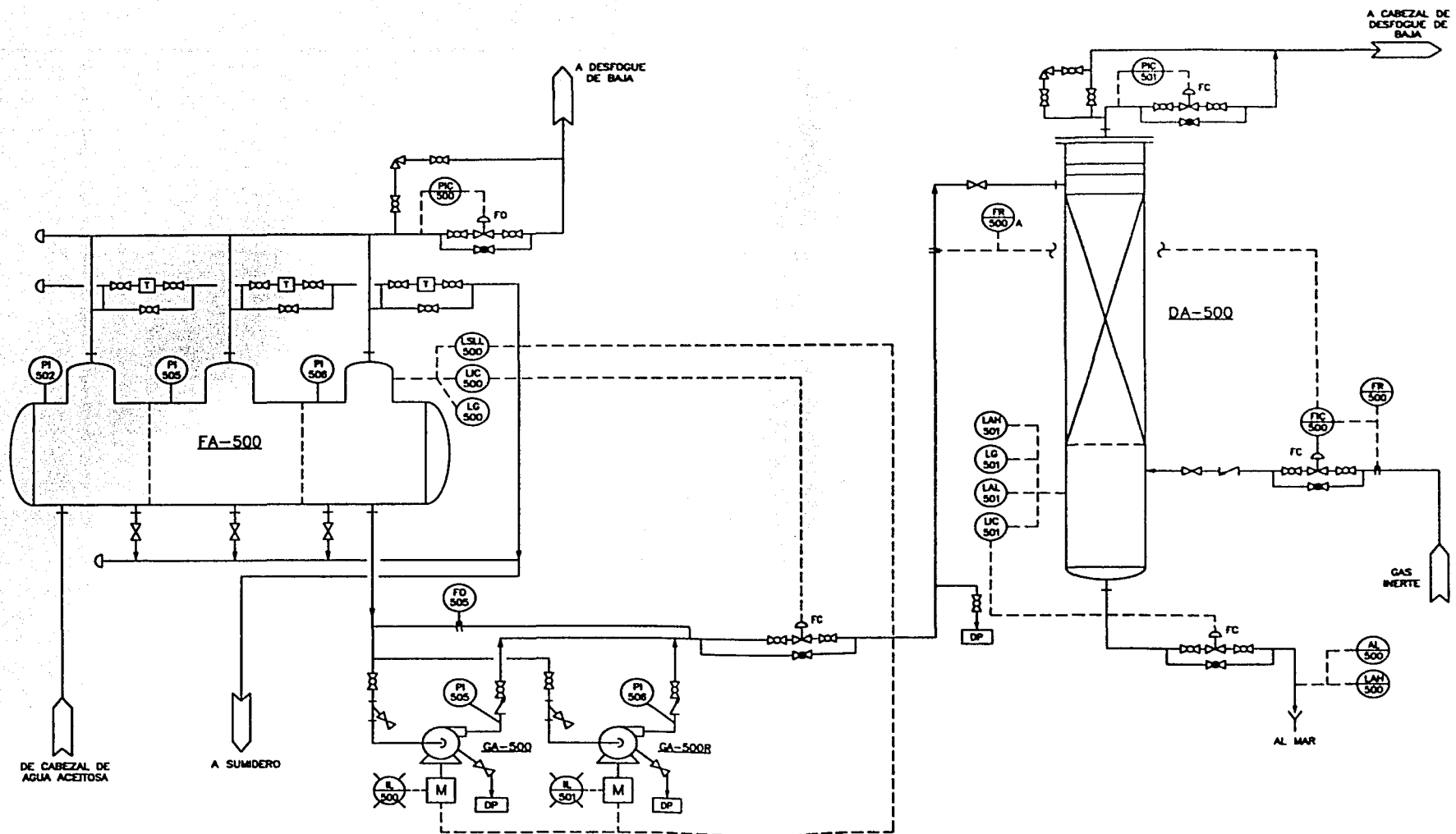


- 4.7 A LANZADOR HR-800
- 4.1 A CABEZAL DE SALIDA DEL RECTIFICADOR DE GAS BAJA PRESION
- 4.1 DE CABEZAL DE SALIDA DE LOS RECTIFICADORES DE ALTA PRESION
- A DESFOGUE DE ALTA PRESION
- 4.5 DE COMPRESOR DE ARRANQUE



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA

ALFONSO RANGEL ESCALERA			
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DISTRIBUCION DE GAS			
PROYECTO No.	TESIS	PLANO No.	B/E
Lugar	MEXICO D.F.	DTI-2.9	B

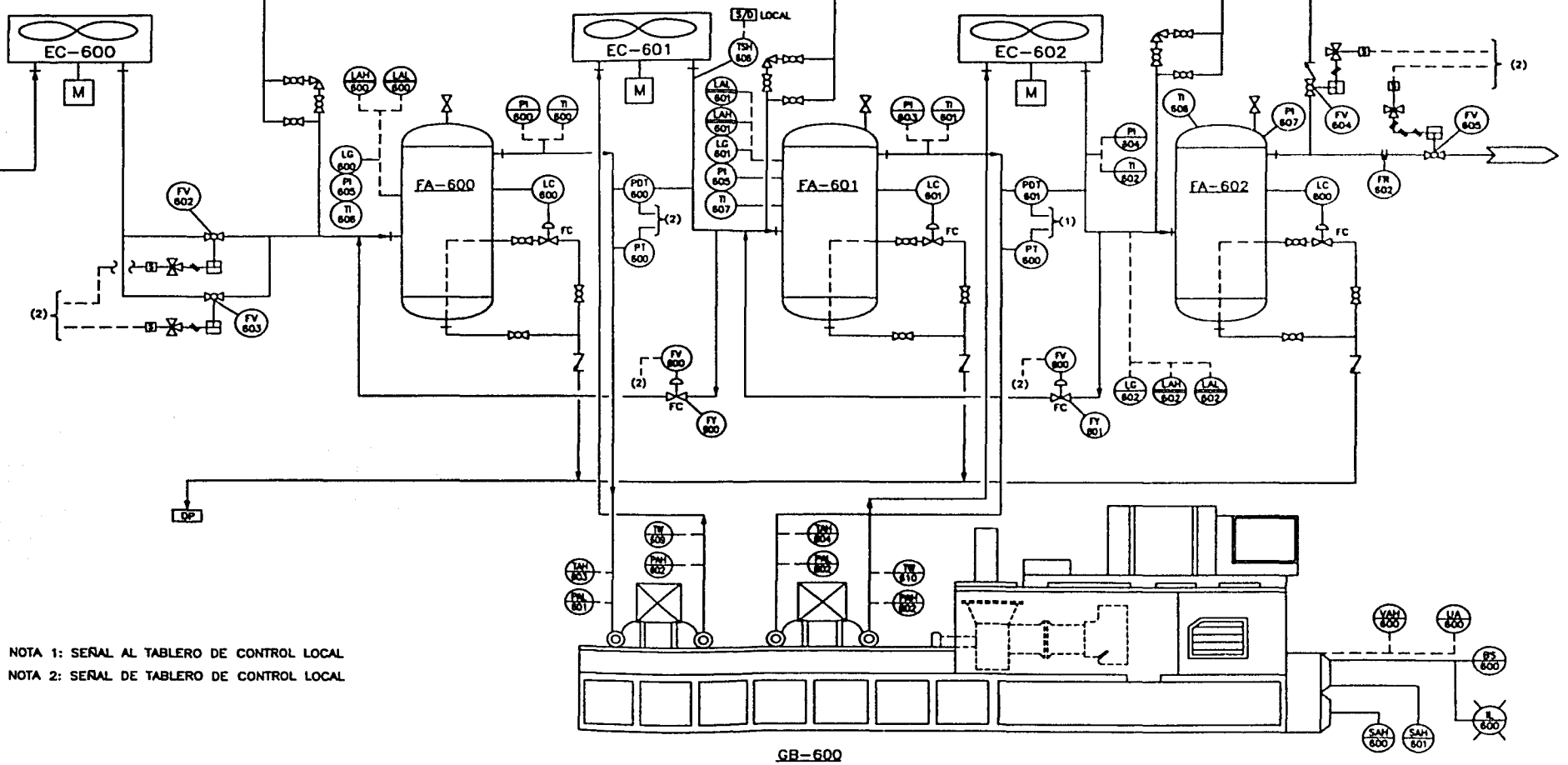


UNAM
FACULTAD
DE
QUIMICA

ALFONSO RANGEL ESCALERA		
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION		
SECCION DE TRATAMIENTO DE AGUA		
PROYECTO No.	TESIS	FOLIO No.
LUNAR	MEDICO D.F.	DTI-2.10
		REV. B

A SISTEMA DE DESFOGUE

DE FA-100 A,B,C



NOTA 1: SEÑAL AL TABLERO DE CONTROL LOCAL
 NOTA 2: SEÑAL DE TABLERO DE CONTROL LOCAL

GB-600



UNAM
 FACULTAD DE QUÍMICA

ALFONSO RANGEL ESCALERA			
DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN COMPRESOR DE ARRANQUE			
PROYECTO No.	TESIS	PLANO No.	REV.
LUBIN	MEXICO D.F.	DTI-2.11	B

CAPITULO III

**DETERMINACION DEL NIVEL INTEGRAL DE SEGURIDAD
EN UNA PLATAFORMA DE PRODUCCION MAR
ADENTRO**

CAPITULO III

DETERMINACION DEL NIVEL INTEGRAL DE SEGURIDAD EN UNA PLATAFORMA DE PRODUCCION MAR ADENTRO

Contenido

- III.1 Introducción.**
- III.2 Antecedentes, Definiciones.**
- III.3 Criterios, normas y estándares involucrados en la determinación del nivel de seguridad o de riesgo.**
- III.4 Métodos para la determinación del Nivel Integral de Seguridad (SIL).**
- III.5 Expresión numérica del nivel integral de Seguridad.**
- III.6 Determinación del SIL en una plataforma de producción mar adentro.**

III.1 Introducción

En respuesta al interés mundial encaminado a identificar, interpretar y prevenir las consecuencias o efectos contaminantes que la industria en general y la industria petrolera en particular han causado a la salud y bienestar humanos y a los ecosistemas en que el hombre vive y de los que depende, en este trabajo, abordaremos las recomendaciones actuales que permitan a los operadores de los sistemas de seguridad que continuamente interactúan con los sistemas de control de procesos, evitar que por un lado, incidentes menores provoquen una falsa alarma que induzca a pérdidas en el tiempo de producción por un paro de planta innecesario y por otro lado, proponer uno o unos sistemas de seguridad que aún en una situación estresante o de peligro inminente, exista una "certeza de protección" al personal involucrado, al entorno ecológico y a las instalaciones, de tal modo que se garantice la continuidad en la operación bajo el mínimo riesgo, o con la mayor seguridad.

III.2 Antecedentes

Resulta difícil decidir sobre la confiabilidad de un sistema de control, generalmente se reduce al aspecto económico.

Por otro lado, si en el sistema de control dado, un monitor pierde todas las señales, no es un gran problema; pero cuando los sistemas de control se usan para fines de prevenir daños o pérdidas de las vidas, el aspecto económico se vuelve secundario.

Existe una gran controversia sobre el nivel de riesgo aceptable en una planta dada. Para las empresas un nivel de riesgo de más del 99% parece buena, sin embargo ¿Que tan buena?

¿Es aconsejable y confiable el sistema de control principal para ejecutar funciones críticas de seguridad?

En situaciones de emergencia, ¿Cual es la tasa o Índice del error humano?

Definiciones

Los conceptos principales que se manejan en este capítulo son:

Sistema de Control Básico del Proceso: Los equipos de control instalados para desempeñar las funciones de regulación o modulación del proceso, es decir,

Nivel Integral de Seguridad (SIL)

Uno de tres posibles niveles de integridad (SIL 1, SIL 2, SIL 3) de uno o unos sistemas instrumentados de seguridad. Estos niveles se definen en términos de probabilidad de falla a la demanda PFD.

Tabla III.1 Nivel Integral de Seguridad (SIL)

NIVEL INTEGRAL DE SEGURIDAD (SIL)	PROBABILIDAD DE FALLA BAJO DEMANDA INTERVALO PROMEDIO (PFD prom.)
SIL - 1	10^{-1} a 10^{-2}
SIL - 2	10^{-2} a 10^{-3}
SIL - 3	10^{-3} a 10^{-4}

Sistemas de Seguridad o Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS):

Sistema compuesto por sensores, ejecutores lógicos, elementos finales de control con el propósito de llevar el proceso a un estado seguro cuando sean violadas unas condiciones predeterminadas. Otros términos para el mismo fin: Sistema de Paro de Emergencia (ESD), Sistema de Fuego y Gas, etc.

Demanda:

Una condición o evento que requiere que un sistema instrumentado de Seguridad (SIS), tome una acción apropiada para prevenir un evento peligroso a la ocurrencia o para mitigar la consecuencia de un evento peligroso.

Falla - Segura:

(Del Inglés Fail - Safe) La capacidad de ir a un estado seguro predeterminado en el evento de una falla ó mal funcionamiento específico.

Ver figuras: SIL-2, SIL-3.

Dispositivos de campo:

(Del Inglés Field Devices) Los equipos conectados en el campo, del lado de las terminales I/O del SIS. Estos equipos incluyen el alambrado, los sensores, los elementos finales de control y aquellas interfaces físicas del operador a las terminales I/O del SIS.

Ver figuras SIL-1, SIL-2, SIL-3.

Módulos de Entradas/Salida:

(Del Inglés I/O Modules)

- a) Módulo de Entrada: Equipo eléctrico, electrónico ó Sistema Electrónico (E/E / PES) Programable ó algún subsistema que actúa como una interfase de los dispositivos externos y que convierte las señales de entrada en señales que se puedan utilizar.
- b) Módulo de salida: Equipo eléctrico, electrónico ó Sistema Electrónico Programable (E/E PES), o algún subsistema que actúa como una interfase de los dispositivos externos y que convierte las señales de salida en señales que puedan activar a dispositivos externos.

Ejecutor Lógico:

(Del Inglés Logic Solver): Equipo eléctrico ó electrónico ó Sistema programable (E/E /PES), subsistemas ó componentes que ejecutan la lógica a aplicar.
Ver. Figuras SIL-1,SIL-2, SIL-3.

Permisivo:

(Del Inglés Permissive): La condición dentro de una secuencia lógica que debe satisfacerse antes de que la secuencia proceda a la siguiente fase:
Ver figuras: SIL-1,SIL2,SIL3.

Peligro (Hazard):

Condición física o química que tiene un potencial de causar daño a la gente o al medio ambiente.

Control Crítico de Seguridad:

Un control cuya falla al operar apropiadamente resultará directamente en una liberación catastrófica de una o unas substancias corrosiva, reactiva, explosiva, tóxica, inflamable o biológica infecciosa, (CRETIB).

Para conocer si es segura una planta o instalación, se deben cuantificar el riesgo y el índice de accidentes fatales.

Riesgo: Es una medida de la probabilidad y la severidad de efectos adversos que puedan suceder, con que frecuencia y cuáles serán las consecuencias si estas ocurren.

Índice de accidentes fatales: Expresa el número de muertes por cada 100 millones de horas - hombre de labor, conocida como F.A.R. por sus siglas en inglés. Es un parámetro para determinar un valor de riesgo que se usa en la industria.

III.3 Criterios normas y estándares involucrados en la determinación del nivel de riesgo.

Desafortunadamente no existe una respuesta sencilla para consultar y ejecutar un esquema de seguridad por la diversidad de enfoques e intereses para la industria química en general ni para la explotación de petróleo en alta mar o costa fuera en particular, lo que se aborda a continuación son un conjunto mínimo de requisitos dirigidos hacia una metodología para la determinación de un nivel de riesgo aceptable para Pemex Exploración y Producción, no se exponen por un orden de prioridad o de importancia.

III.3.1 "PROGRAMABLE ELECTRONIC SYSTEM FOR USE IN SAFETY APPLICATIONS". Este documento fue publicado por la "English Health and Safety Executive" en el año de 1987, y se orientó principalmente a los sistemas programables, criterios de diseño en general, evaluaciones cualitativas y cuantitativas así como listas de verificaciones recomendadas.

III.3.2 NORMA DIN / VDE 19250 Y EL ESTÁNDAR 0801. En Alemania se han escrito varias normas nacionales, una de ellas, DIN 19250, en la que se clasifica a la industria en ocho niveles diferentes de riesgos, donde el nivel 1 representa el mínimo riesgo y el nivel ocho representa el máximo. El estándar 0801 es una norma descriptiva para los proveedores y establece que medida de diseño debe implementarse dentro de un sistema que éste va a usarse en las diferentes clases de riesgo. Además existe en Alemania una agencia certificadora independiente conocida como la TÜV, esta agencia era la única en el mundo dedicada a realizar certificaciones a productos especializados en sistemas de seguridad.

III.3.3. NORMAS AIChE CCPS. El Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE por sus siglas en inglés), en particular el comité Centro para la Seguridad de los Procesos Químicos (CCPS), publicó en 1993 un libro de normas o guías para la automatización segura de los procesos químicos, en donde se abarca el diseño de los sistemas de control distribuido (DCS) y sistemas diversos para el control de los procesos. (de enclavamiento). En este documento aparece por primera vez el concepto de "NIVEL INTEGRAL DE SEGURIDAD", (SIL por sus siglas en inglés System Integrity Level), y de reducción de riesgos. El libro describe métodos para clasificar los riesgos, enumera los requisitos de rendimiento para tres niveles de seguridad integral (conocido como SIL 3).

III.3.4 NORMAS IEC. La comisión Internacional Electrotécnica (IEC), con sus normas generales o globales, como la 61508 "La Seguridad Funcional, Los Sistemas Relacionados a la Seguridad, intentan aplicar esta norma a todas las industrias ya que cubre los fundamentos de los sistemas de relevadores o relés, de estado sólido y programables.

La norma o grupo IEC 61508 enumera cuatro niveles de seguridad integral (SIL 4), la norma o grupo IEC 61511 enumera tres niveles de seguridad integral (SIL 3), y reserva el nivel 4 sólo a la industria nuclear o aeroespacial.

III.3.5 NORMA ISA S84.01 El documento de la Sociedad Internacional para la medición y el Control, (conocida anteriormente como la Instrument Society of America ISA), fue aprobado en 1996 y tomó del esfuerzo de aproximadamente 300 especialistas pertenecientes a diversos grupos de proveedores, usuarios, integradores y cuerpos normativos que por sus tendencias o intereses trataron por once años de ponerse de acuerdo en que filosofía debería contener el documento. En 1997 la norma o estándar se aceptó por el Instituto Nacional Americano de las Normas (ANSI), y se publicó como ANSI/ISA S 84.01-1996.

Este estándar requiere de la asignación de un nivel de seguridad integral (SIL), para todo Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), en un proceso dado.

Esta norma intenta proporcionar una guía de cálculo del nivel de seguridad integral (SIL) de un proceso dado, el cual tiene un sistema instrumentado de seguridad (SIS) propuesto.

Dado que esta norma es un documento guía, no existen requerimientos obligatorios ya que esta norma no se desarrolló para ser un tratado con ninguno de sus métodos, pero, fue diseñado para asistir en cómo aplicar las técnicas para la evaluación de uno o unos sistemas instrumentados de seguridad (SIS). Cada parte o componente es para que el usuario esté familiarizado con la metodología y sugiere que se obtenga información adicional más allá que la contenida en dicho reporte.

III.3.6 Especificación técnica de Pemex Exploración y Producción (PEP), de la Gerencia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, Región Marina Noreste: "Requerimientos Mínimos para Sistemas de Seguridad en Instalaciones Costa Fuera". Editada en diciembre de 1996. Vigente al momento de escribir este trabajo.

Este documento es obligatorio para PEP y sus prestadores de bienes y servicios, en este se abordan temas tales como las especificaciones particulares para la red de agua contra incendio, sensores de gases, fuego, humo, gas hidrógeno, (pero falta para ácido sulfhídrico); etc. en cuanto a un SIS no reserva tema específico alguno.

Como resultado, podemos afirmar que las normas están basadas en "rendimiento" y no en una prescripción que enumeren un conjunto de requisitos mínimos, es decir, las normas describen los métodos para determinar el nivel integral de seguridad (SIL), del proceso y establecen los requisitos de rendimiento para cada uno de los niveles integrales de seguridad.

Las normas se habrán cumplido esencialmente cuando al usuario se le satisfaga determinando y documentando un nivel de riesgo y su forma adecuada de cubrirlo o protegerlo.

Se puede concluir en este resumen de normas y estándares aquí expuesto que no existe una solución o respuesta sencilla que nos diga exactamente que hacer y como hacerlo por la diversidad de esquemas que se proponen; todo se resume en "riesgo" o "seguridad".

III.4 Métodos para la Determinación del Nivel Integral de Seguridad. (SIL)

Existen tres métodos o técnicas para calcular el nivel integral de seguridad SIL que son:

- Ecuaciones Simplificadas.
- Método de HAZOP modificado.
- Método de árbol de fallas.

III.4.1 Método de Ecuaciones Simplificadas:

Esta técnica de determinación del Nivel Integral de Seguridad, involucra el determinar la Probabilidad de Falla en la Demanda, para todos los componentes o instrumentos del sistema de seguridad, es decir, para los sensores, el ejecutor lógico, los elementos finales y los servicios adicionales o de soporte:

Aún siendo método "simplificado" de ecuaciones, es de una extensión complejidad tal que no se aborda formalmente es este trabajo.

III.4.2 Método de HAZOP modificada. (HAZOP: de la contracción Hazard Operations).

Para determinar un nivel integral de seguridad (SIL), por este método, se incluye la consideración de la severidad de las consecuencias, sus probabilidades de ocurrencia, sus riesgos y factores relacionados.

Para reducir un riesgo dado, se recomienda una evaluación en términos de su efectividad, donde un grupo de especialistas decida que recomendar o adecuar en base a la evaluación del proceso. Se pretende localizar un evento o disturbio y se presiguen sus consecuencias o sus riesgos asociados. El grupo de especialistas decide el tipo de recomendaciones o la adecuación de los riesgos posibles.

Para este grupo de trabajo, se incluye en un estudio, la identificación del "error humano" cuando se arranca un equipo o se opera manualmente.

Los parámetros a vigilar y controlar son los valores de: flujo, temperatura, composición, velocidad ó presión, incluyen "alto", "bajo", "reversa". Las "palabras guía" y los parámetros definen las desviaciones de las condiciones normales de operación. Este equipo ó grupo de trabajo decide entonces que pueda causar tal desviación, que consecuencias puedan ocurrir y que medidas de seguridad ya sea en el diseño o en los procedimientos de operación se apliquen para prevenir desviaciones.

Usando este método ó técnica, el equipo del HAZOP evalúa cada diagrama de tubería e instrumentación (DTI) lo estudia en componentes parciales o nodos y evalúa que pueda ocurrir mal durante la operación.

Como resultado de ésta evaluación en cada DTI se establece donde se aplican medidas de seguridad en cada nodo para todos los peligros posibles. En caso de no encontrar medidas de seguridad entonces el grupo HAZOP hace recomendaciones para cambiar el diseño ó procedimiento para prevenir tales peligros.

El objetivo final es encontrar un nivel de seguridad, la confiabilidad del equipo de seguridad y los costos de operación y mantenimiento que determinene un nivel 1,2 ó 3 más apropiado.

III.4.3 Método por árbol de fallas.

Consiste en estimar estadísticamente la frecuencia de ocurrencia de siniestros ocurridos por la ruptura de recipientes de proceso causados por la sobrepresión; se elaboran diagramas lógicos que muestren sistemáticamente secuencias de fallas que empiezan con eventos básicos, tales como la falla de un sensor y que conduzcan a un evento "tope". Dicho evento tope es generalmente la explosión y ruptura del equipo de proceso.

El árbol de fallas puede analizarse para estimar la frecuencia de ocurrencia del evento "tope". Se asignan en este árbol, tasas ó índices de fallas y sus probabilidades de falla condicionadas para el evento básico.

Una descripción detallada y rigurosa es demasiado voluminosa y compleja para describirse en este trabajo, por lo que se omite.

III.5 Expresión numérica del Nivel Integral de Seguridad .

Por definición, el nivel integral de seguridad SIL, se selecciona según el desempeño que proporcione el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) en su nivel integral de seguridad (SIL) dado. Este nivel se caracteriza por el grado de redundancia en el sistema, la frecuencia de prueba del sistema, el uso de diagnóstico de detección de fallas, etc. según la ISA (Instrument, Systems and Automation Society) en su norma ISA-S84.01 se designan tres niveles SIL para el control de procesos donde al SIL-3 le corresponde el mejor desempeño a esperar de un Sistema Instrumentado de Seguridad.

Una vez estudiadas las áreas de proceso para precisar los requerimientos de seguridad, por uno ó más métodos descritos anteriormente, se define un SIL-1, 2 ó 3, que deberá revisarse para ratificar según modificaciones al equipo de proceso que afecten la operación esperada del SIS. Ver, dibujos III.1, III.2, y III.3 donde se ilustran los arreglos de arquitectura correspondientes en apego al nivel integral de seguridad que se desea implantar.

Como se aprecia en esos dibujos, el sistema SIS deberá incluir los elementos de campo, el ejecutor lógico y los elementos finales según se definen en esta norma, ISA S84.01; todos estos 3 grupos de elementos deberán alcanzar el SIL requerido, para la función de seguridad a efectuar respectivamente.

En apego a las recomendaciones de la ISA, se deberá desarrollar un análisis cuantitativo de cada Sistema Instrumentado de Seguridad para apegarse al cumplimiento del SIL predeterminado, usando los datos del tiempo medio para falla, para los componentes del sistema. Las configuraciones típicas SIL-1, 2 y 3 que se muestran, no se deberán usar para este análisis cuantitativo, para esto se deberán usar los diagramas lógicos de Causa-Efecto (ó matrices) e incorporar los subsistemas de seguridad como fuego y gas, paro de emergencia (ESD), Control de la Combustión (BMS), etc.

La designación de un valor de SIL, para un diseño dado, se basa en la probabilidad de falla a la demanda (PFD), Este valor PFD indica la probabilidad de que un sistema falle para responder a una demanda en un intervalo de tiempo específico PFD_{AVG} , que se usa para asignar un valor SIL.

SIL	PROBABILIDAD DE FALLA A LA DEMANDA INTERVALO PROMEDIO (PFD_{AVG})	INTERVALO DE DISPONIBILIDAD DE SEGURIDAD
SIL-1	10^{-1} a 10^{-2}	0.9 A 0.99
SIL-2	10^{-1} a 10^{-3}	0.99 A 0.999
SIL-3	10^{-1} a 10^{-4}	0.999 A 0.999

III.6 Determinación del Nivel Integral de Seguridad (SIL) en una plataforma de producción mar adentro.

Se desarrollaron básicamente dos tipos:

- a) Determinación Cualitativa
- b) Determinación Cuantitativa

a) Determinación Cualitativa del Nivel Integral de Seguridad (SIL).

En este método se establece una matriz de riesgo de acuerdo a los lineamientos corporativos y estandares internaciones, tal como la ISA. S84.01 en donde se tabula la severidad del evento contra la probabilidad de que suceda, tal como se indica en el cuadro siguiente:

**SIL
METODO GRAFICO (CUALITATIVO)**

SEVERIDAD DEL EVENTO	GRAVE	2	3 ALTO	3
	SERIO	2 BAJO	2	RIESGO 3
	MEJOR	1	RIESGO 2	2 ALTA
		BAJA	MODERADA	ALTA
		PROBABILIDAD DE QUE SUCEDA		

Los número corresponden a los niveles SIL de la ISA S84.01.

La Severidad del evento se establece basándose en algún parámetro del impacto ambiente o consecuencia, tales como:

- Daños o muerte a los trabajadores.
- Daño a los equipos ó fuerte pérdida económica.
- Exposición a la comunidad, incluida muerte o daños.
- Daños a la propiedad privada.
- Impacto ambiental por:
Emisión de Químicos Peligrosos.
Contaminación del agua (mar).
Daño ambiental en areas específicas.

La probabilidad de que suceda un evento, se establece según:

- Ocurre frecuentemente.
- Incidente aislado.
- Es poco probable que suceda.
- Prácticamente imposible.

Se realizaron las evaluaciones pertinentes por tipo de plataforma, area, servicio y circuito de control o de seguridad e instrumento, por entrevista con personal operativo de PEMEX concluyéndose lo siguiente:

El SIL alcanzado es del Nivel 2 y 3 en:

Plataforma de Producción

Separadores y rectificadores en todas sus fases.

Envío y recepción de crudo (Trampas de Diablos).

Plataformas de Explotación

Control de "Arboles de Navidad"

Plataformas de Compresión

En los equipos de turbomaquinaria.

b) Determinación Cuantitativa del Nivel Integral de Seguridad.

Actualmente existen programas ejecutables en computadoras personales para realizar estos cálculos.

Para este caso se usó el Software desarrollado por Paul Gruhn, miembro del comité de seguridad de la ISA.

Los niveles determinados en cada caso, superaban ó igualaban a los determinados por el método cualitativo, pero considerando la ausencia de datos estadísticos por Pemex, aceptaron los determinados por este método.

CAPITULO IV

CRITERIOS DE SELECCION DEL SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD EN UNA PLATAFORMA

CAPITULO IV

Criterios de Selección del Sistema Instrumentado De Seguridad en una Plataforma

Contenido

- IV.1 Antecedentes y Propósitos**
- IV.2 Definiciones Principales**
- IV.3 Arquitecturas de los Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS)**
- IV.4 Evaluación Cuantitativa de un Sistema Instrumentado de Seguridad**
 - IV.4.1 Confiabilidad y Disponibilidad de un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)**
 - IV.4.2 Cálculos de la Confiabilidad**
- IV.5 Evaluación Técnico - Económica de un Sistema Instrumentado de Seguridad**

IV.1 Antecedentes y Propósitos

Los SIS pueden fallar de dos modos principales, en términos generales:

Falla Encubierta (Covert Failure). Esta es la falla de un dispositivo ó sistema, que esté ó permanezca oculta, encubierta o no detectada hasta que el dispositivo ó sistema probado.

Falla Visible ó Detectada: (Overt Failure). Esta es la falla de un dispositivo ó sistema, que esta identificada debido a la acción de seguridad cuando no es necesario. Esta se le llama también Disparo Indeseado.

IV.2 Definiciones Principales

Disponibilidad (Availability). La Disponibilidad de un Sistema es la fracción de tiempo que el Sistema Instrumentado de Seguridad está apto para prevenir ó mitigar un evento peligroso. El SIS está no apto cuando tiene una falla encubierta. Se expresa matemáticamente a 1 menos la probabilidad de Falla a la Demanda.

Probabilidad de Falla a la Demanda: La (PDF) indica la probabilidad de que el Sistema Instrumentado de seguridad falle a responder ó actuar cuando lo requiera el Proceso ó Evento. Esta probabilidad se relaciona a la falla encubierta de un SIS.

Sistema de Paro de Emergencia

Un conjunto de equipos o instrumentos diseñados para responder a las condiciones de la planta, las cuales pueden ser por sí mismas peligrosas, o en ausencia de una acción puedan originar un riesgo o peligro.

Existen otros nombres que persiguen el mismo fin, como son: SIS- Sistema instrumentado de seguridad o BMS del inglés, Sistema de Administración o Manejo de la Combustión, o SIS del inglés Safety Interlock Systems.

Sistema de gas y fuego

Aquel sistema de seguridad que persigue mitigar o disminuir el efecto de la existencia de gases tóxicos o explosivos y de fuego.

Para el caso particular de las plataformas marinas, en el análisis, diseño, instalación y prueba de los sistemas básicos de seguridad, se exige que se deben proporcionar dos niveles de protección independientes y además de los dispositivos de control en operación normal.

Este documento como imperativo en todos los aspectos de diseño de una plataforma marina, no nos dice realmente que tipo de sistema de seguridad se deberá aplicar. Ejemplo: en el API-RP 14C, "dos niveles de protección independientes de y en adición a los dispositivos de control ¿Para un recipiente a presión podrían aplicarse una válvula de alivio y un sistema de detección de gases? En esta sección también se encuentra como determinar las "entradas y salidas" (I/O) y la lógica funcional para el sistema de seguridad, sin embargo, no nos dice que tipo de caja de lógica usar, es decir, si se aplican dispositivos con interacción neumática, relevadores, PLC u otro Sistema electrónico.

IV.3 Arquitecturas de los Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS)

En apego a la práctica recomendada API-RP 14C, se deberán suministrar dos niveles de protección, independientes y adicionales al sistema de control usado en la operación normal.

En una plataforma marina se seleccionan dos tipos de sistemas.

- a) Cuando se diseña un sistema de seguridad que dependa de interruptores del tipo relevador convencional, aunque son inherentemente seguros, es decir, se puede predecir su falla y actuar en consecuencia, lo que parece una cualidad suficiente para seleccionarse en un SIS en una plataforma marina dada, pero su limitante es que producen disparos indebidos o indeseados que ocasionan paros de producción y pérdidas monetarias.

Para estos dispositivos la disyuntiva es la confiabilidad contra la disponibilidad, otras limitantes de los relevadores es su tamaño, el tiempo requerido de conexión, su tiempo de mantenimiento ó reparación, entre otras.

- b) Para SIS diseñados con controladores lógicos programables - PLC's por sus siglas en inglés - se pueden listar sus ventajas y desventajas según lo siguiente:

Comparados con los relevadores convencionales, los PLC's ofrecen costos atractivos, en su adquisición, mayor facilidad de instalación, mayores capacidades en su lógica y matemáticas a aplicar, mejor capacidad de documentar la ingeniería y de uso de un lenguaje estándar ó común.

Los problemas principales de los PLC's son que sus componentes pueden fallar de muchos modos y crear fallas impredecibles, no detectables y que implican peligros potenciales, algunas fallas pueden ser: circuitos a la entrada que se atascan, circuitos de salida que se saturan, error de direccionamiento de entradas y salidas (I/O), debidos a corto circuito ó circuitos abiertos, fallas del secuenciador por falla de sus reloj, pérdida de memoria ó corrupción de memoria, etc.

Una estrategia usada para prevenir estas fallas enunciadas, es poner sistemas redundantes en diferentes lugares.

PLC's con arquitecturas más seguras y expansibles: Estos SIS proporcionan una arquitectura de sistema que es expansible para satisfacer las necesidades de muchas aplicaciones SIL-1 y SIL-2 están compuestos estos PLC's con una serie de módulos enchufables que permiten que la funcionalidad sea modularizada para reducir los costos iniciales a la vez que permite expansiones futuras. En relación a su arquitectura usan 1 o 1 D (uno de uno con diagnóstico), que se refiere a una arquitectura simple ó no redundante con autodiagnóstico más un circuito secundario de paro controlado por los diagnósticos. Esta arquitectura incorpora dobles circuitos de salidas protegidas para proporcionar una solución más segura que la arquitectura de los PLC's tradicionales, los cuales no proporcionan circuitos de salida dobles. Arquitectura cuádruple 1 o 2D para SIL-3.

Esta arquitectura proporciona las mismas características que la anteriormente descrita , pero adiciona sistemas de control y E/S redundantes en un arreglo que se conoce como Arquitectura 1 o 2D (uno de dos con diagnóstico). Según la definición, se refiere a una arquitectura doble con autodiagnósticos extensos, más un circuito secundario de paro controlado por los diagnósticos. Se pretende con este arreglo reducir al mínimo la cantidad de equipo (hardware) requerido, a la vez que proporciona una combinación en paralelo de salidas protegidas. En caso de que los diagnósticos en línea detecten una falla en uno de los sistemas (entrada / procesador / salida), el otro sistema asume automáticamente el control y el sistema permanece en servicio.

Equipos ó sistema Triple Modular Redundante (TMR):

Son controladores tolerantes de fallas, desarrollados originalmente por la NASA a mediados de los 70. La tolerancia a falla se refiere a la habilidad de un sistema a:

- a) Detectar componentes defectuosos.
- b) Informar al operador qué elemento ha fallado.
- c) Continuar adecuadamente su ejecución.

Los sistemas TMR tolerante a fallas, se diseñaron para mejorar el rendimiento del sistema, sin embargo, el disponer de una pieza de equipo (hardware) general y convertirla en triple redundantes, por sí sola, no mejorará necesariamente el desempeño del sistema, es necesario examinar todos sus factores de diseño, principalmente la redundancia, las tasas de falla, la cobertura de diagnóstico, la causa común y duración de la prueba.

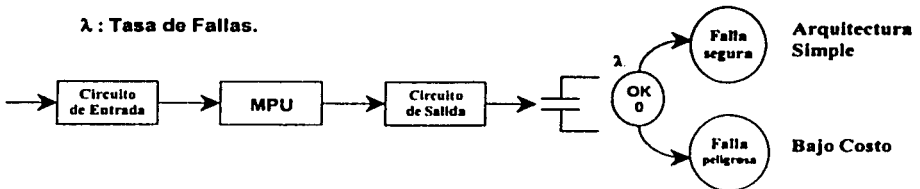
Diferentes tipos de Arquitecturas:

- a) 1 o 1 del inglés (1 out of 1).
- b) 1 o 1D (1 de uno 1 con diagnóstico).
- c) 1 o 2 (1 de 2).
- d) 2 o 2 (2 de 2).
- e) 1 o 2D (1 de 2 con diagnóstico).
- f) 2 o 3 (2 de 3) ó TMR.

Descripción:

a) 1 o 1 Arquitectura sencilla.

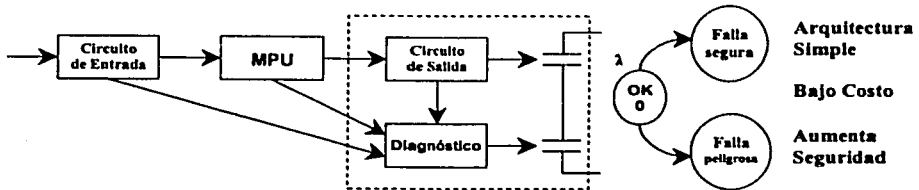
λ : Tasa de Fallas.



Es una Arquitectura Simple de bajo costo, que consta de entrada, un microprocesador y un circuito de salida. En esta arquitectura existe la probabilidad de un 50% de que se obtenga una falla segura y 50% de una falla peligrosa.

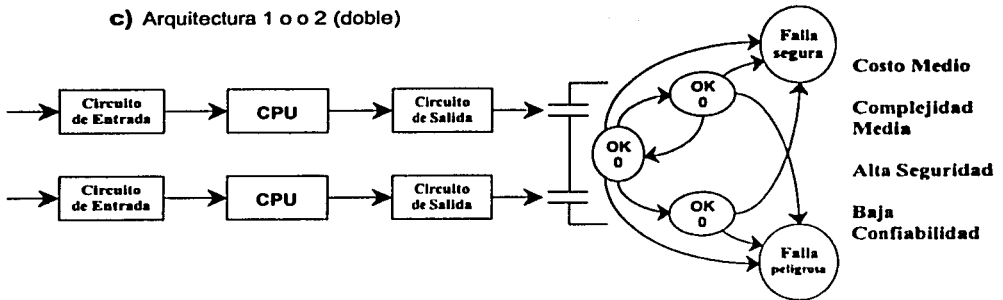
b) Arquitectura 1 o 1 D.

1oo1D Arquitectura de Doble Interruptor con Diagnóstico



En esta arquitectura se aumenta la seguridad ya que si la salida del sistema se "congelara" ó permaneciera "energizada" el diagnóstico la detecta y puede abrir ó "desenergizar" el segundo interruptor y lo envía a falla segura.

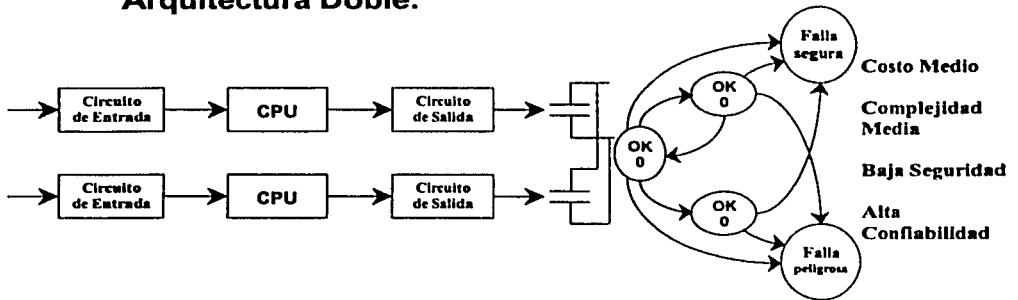
c) Arquitectura 1 o 2 (doble)



En esta arquitectura los circuitos de salida están conectados en serie, provee un gran factor de seguridad ya que si algún PLC falla, nos envía a condición de falla segura. Existen riesgos de paros en falso porque si algo falla en cualquiera de los dos, inmediatamente ordena "abrir" interrumpiendo la señal.

d) Arquitectura Doble 2 o o 2.

Arquitectura Doble.



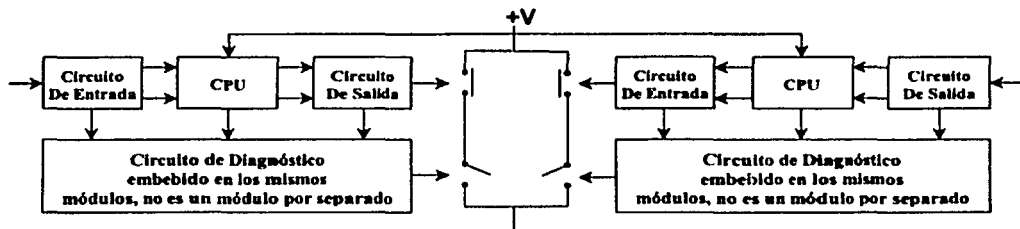
Los contactos están en paralelo y con ello los paros indebidos se eliminan dado que tendrían fallas los dos PLC's al mismo tiempo, pero, lo que se gana en confiabilidad se pierde en disponibilidad ya que si una pista falla y se queda energizada provocamos una condición inhibida o de falla peligrosa.

e) Arquitectura con redundancia 1 o 2 D.

En esta arquitectura estos sistemas no utilizan el concepto de votación. Los circuitos de diagnóstico embebido están en los mismos módulos, no es módulo por separado.

1oo2D

ESTOS SISTEMAS NO UTILIZAN EL CONCEPTO DE VOTACION

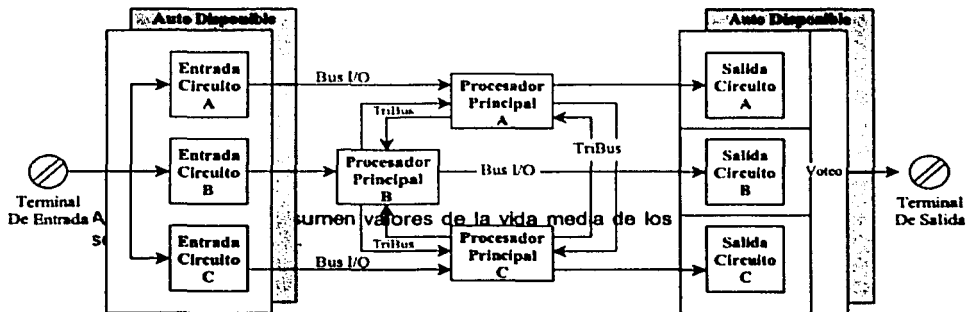


f) Arquitectura TMR.

En este sistema se opera con el principio de votación 2 de 3.

Arquitectura

TMR



A continuación se resumen valores típicos de la vida media de diferentes sistemas, según su Arquitectura.

**VIDA MEDIA
PLC's**

SISTEMA ó ARQUITECTURA	MTBF Años
Simple	2
Dual / Simple I/U	5
Dual / Dual I/O	10
Dual con Diagnóstico	25
Sistema TMR	> 3000

Estos valores, los deberán ratificar alguna compañía certificadora tal como la TÜV alemana, dado que, cada fabricante presenta estas u otras ventajas y la decisión de que sistema conviene usar para una aplicación dada se deberá tomar considerando el beneficio técnico mas que el bajo costo.

IV.4 Evaluación Cuantitativa de un Sistema Instrumentado de Seguridad

A continuación se describen las principales ventajas de cada uno de los elementos para la evaluación de un Sistema de seguridad ó de control, que responderá a las siguientes dudas:

¿Cual tecnología se deberá usar en el sistemas: relevadores electromecánicos, dispositivos de estados sólido, o PLC'S?.

¿En que aplicaciones se deberá usar la redundancia ó respaldo en el ejecutor lógico, en los dispositivos de campo? ¿Que frecuencia conviene para el mantenimiento y realización de pruebas de funcionamiento de la operación correcta del sistemas?.

¿Con que criterios se definirá, cuál será "el mejor" sistema para una aplicación dada?.

Como se explicó anteriormente, los sistemas de control son activos y "visibles", cualquier falla se revela y permite tomar medidas correctivas a los operadores, a diferencia de los sistemas ó dispositivos de seguridad tales como las válvulas de seguridad y relevo, que son pasivos e "invisible" su falla; pueden fallar de dos modos genéricos: disparo indeseado ó fallar bajo demanda.

IV.4.1 Confiabilidad y Disponibilidad de un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)

Cuando se evalúa la efectividad de un sistema de seguridad, entender la confiabilidad y disponibilidad del sistema de control es la parte crítica, al hacer comparaciones entre diferentes sistemas de control es muy importante usar métodos consistentes de cálculos o de suposiciones.

En esta sección se proporciona una explicación básica de los términos y métodos de cálculo usados para analizar los sistemas de control y se muestran las comparaciones de diferentes tipos de sistemas.

Para evitar confusiones se enuncian primero las definiciones para los términos más comúnmente usados tomándolos de la IEC (International Electrotechnical Commission):

Tiempo medio para fallar (MTTF por sus siglas en inglés); Es el tiempo esperado para la falla de un sistema dado en un conjunto de sistemas idénticos. El MTTF está inversamente relacionado a la tasa de fallas, (λ la cual es una constante), la cual usualmente se expresa en fallas por millones de horas. Su expresión común es:

$$MTTF = 1 / \lambda$$

Tiempo medio entre reparación: (MTTR por sus siglas en inglés). Es el tiempo esperado para reparar a una falla dada del sistema incluyendo diagnóstico y resolución (fixing), del problema, más el tiempo de espera de las partes de repuesto, manejo de documentación, etc

Tiempo medio entre fallas (MTBF por sus siglas en inglés). Es el tiempo esperado entre las fallas de un sistema, incluido el tiempo para reparar. Se deriva de la suma algebraica de las 2 anteriores expresiones, o sea:

$$MTBF = MTTF + MTTR$$

Ejemplo de cálculo de tiempo medio para fallas (MTTF):

El manual de la milicia de los Estados Unidos, 217D, MIL-HDBK-217D proporciona lista de las tasas de falla (λ) de un componente electrónico de memoria, como 0.14 fallas por millón de horas, por lo que la MTTF del componente sería:

$$\begin{aligned} 0.14 \text{ fallas} / 10^6 \text{ hrs.} &= 1 / MTTF \\ MTTF &= 10^6 / 0.14 \\ MTTF &= 7.142, 857 \text{ HORAS} \\ MTTF &= 815 \text{ AÑOS} \end{aligned}$$

Este valor puede parecer excesivo, pero cuando se combina con muchos otros componentes el número decae abruptamente.

IV.4.2 Cálculos de la Confiabilidad

En el ejemplo anterior se describió como determinar para una gran cantidad de componentes o sistemas "idénticos" su tiempo medio para fallar, pero un cálculo real o riguroso no es tan lineal o simple, debido a que la mayoría de los sistemas consisten de múltiples tablillas con circuitos que a su vez contienen múltiples componentes empacados en cabinas modulares o paquetes; los módulos se configuran en una variedad de ambientes. Graficando tasas de fallas de "un gran número de sistemas idénticos" no es práctico para sistemas configurables. El método alterno y más sencillo, puede ser el siguiente:

El método más simple y más común para calcular las tasas de fallas para los sistemas configurados es el "**Método de predicción de las partes componentes**" descrito en el manual cuya especificación o número es MIL-HDBK-217E. Además de la lista de tasas de fallas para la mayoría de los componentes electrónicos, el manual especifica este método para cálculos de un sistema o sistema de circuitos **A61WAS 4 A-D** que detecten problemas potenciales y se compensen automáticamente, por supuesto, que después de que un sistema se auto-compensó por alguna falla, la confiabilidad deberá otra vez evaluarse.

Un sistema debería siempre fallar a un estado seguro, es decir debe ser diseño tolerante a falla. Una lista parcial de modos de fallas que debe manejarse a falla segura es como sigue:

- La CPU cesa de ejecutar el programa de control.
- El circuito I/O falla al diagnosticar los valores de proceso actuales, permitiendo decisiones de proceso con base en "viejos estados" o anteriores.
- Una entrada digital permanece en ON o en OFF y falla al responder a la señal de entrada de proceso nueva o actual.
- El programa de control falla al direccionar apropiadamente a los módulos de entrada o salida.
- Una salida se congela en ON o en OFF y no responde a la Unidad Central de Procesamiento CPU.
- Una falla en la memoria de la CPU causa una ejecución o instrucción impropia.
- El falla y el monitoreo del programa cesa en su ejecución.

Falla Segura Contra Falla Peligrosa. Aunque cualquier paro imprevisto es indeseable, es importante que las fallas del sistema ocurran en una forma predeterminada y segura. Al analizar un sistema, las fallas del controlador se pueden clasificar como fallas seguras y fallas peligrosas.

Las fallas peligrosas son aquellas en las cuales el controlador falla de tal modo que el proceso a controlar no puede apagarse seguramente como ejemplo, si una salida normalmente cerrada por seguridad fallase al cerrar a un módulo de entrada o salida, el circuito de campo permanecerá energizado aún si el controlador intentara cerrar al circuito. Esta incapacidad de abrir el circuito externo no es manejable por sistema de seguridad y por lo tanto se considera peligroso. Este tipo de falla puede causar que el proceso opere de una manera impredecible e insegura.

Un sistema de seguridad debe fallar a un estado predeterminado y apagar el proceso seguramente. Un paro en el proceso causado por una falla en el sistema de seguridad no iniciado por el proceso se define como disparo nocivo indeseado o falso disparo. Aunque una falla de este tipo es mejor que una falla peligrosa, es decir, que sea demandado el sistema a ejecutar una acción y no la haga; es aún indeseable ya que conduce a pérdidas de producción y obliga al proceso a arranques y paros. El diseño del sistema de seguridad debería minimizar o eliminar los disparos indeseados, proporcionando un alto nivel de cobertura de diagnóstico y reparación.

Modelo de Markov para un PLC dual con Simple I/O

El Diseño Tolerante a Falla.- Un sistema de control tolerante a falla se diseña para que un proceso opere con seguridad, con continuidad y sin disparos indeseados, que tenga la habilidad de detectar y compensar por fallas, además de permitir reparar al sistema sin interrumpir el proceso.

Un sistema que aparente estar (apropiadamente) bien diseñado ya sea simple o redundante, es muy susceptible a los disparos indeseados y esto lo hace menos confiable. La ventaja aparente de un sistema de seguridad que provoque disparos indeseados se pierde por los gastos y peligros que origina.

Para el caso de las comunicaciones, si cesa la comunicación en un módulo sencillo, se pueden direccionar todas sus salidas seguramente para abrir contactos, por ejemplo, y el procesador puede detectar una falla en la comunicación o modulo de comunicación de salida y propiciar un paro ordenado y seguro, pero seguirá siendo un paro indebido y el sistema no estará protegido para compensar por ese tipo de falla.

Para el caso de fallas, mediante un sistema redundante (con 2 PLC o similar arreglo), se puede dar el caso de que entren dos valores disparatados de 2 puntos de entrada en paralelo ¿Como sabrá el sistema cual es el valor correcto? Ya que no hay forma de saberlo, el sistema debe asumir:

- a) Que la entrada que lo invoca es correcta y hacer un disparo "indebido".
- b) Que la señal esté incorrecta y no actuar cuando se le invoque, provocando una situación peligrosa.

Un sistema tolerante a falla debe usar rutas de comunicación múltiples así como circuitos de salida múltiples para evitar estos tipos de fallas, mediante un sistema tolerante a falla con votación dos de tres para la entrada (I) y la salida (O).

Comparación de Sistemas: Cuando se usan los modelos de Markov como se describió, se pueden hacer comparaciones relativas de diferentes tipos de sistemas. Por otro lado, comparando los cálculos descritos para establecer los tiempos medio entre fallas seguras MTBFs, se asume que un porcentaje de todas las fallas del sistema se diagnosticarán seguramente y el balance será de riesgo o peligro.

Revisando el ejemplo dado, las fallas por millón de horas de un sistema que contiene 2 tabllas electrónicas de idénticas propiedades, quedará así:

$$\begin{aligned} 20 \text{ Rams} \times 0.14 &= 2.8 \text{ fallas por millón} - \text{ horas de las tabllas del sistema} \\ 2.8 + 2.8 &= 5.6 \text{ fallas por millón} - \text{ horas de las tabllas del sistema} \end{aligned}$$

Para el mismo cálculo del MTTF, equivale a:

$$\begin{aligned} \text{MTTF} &= 10E 6 \text{ hr}/5.6 \text{ fallas por millón-horas} \\ &= 178,571 \text{ horas} \\ &= 20 \text{ años.} \end{aligned}$$

Dado que en un sistema intervienen más tabllas y componentes, el índice de falla se incrementa significativamente. En este caso el MTTF decrece 97% respecto al del componente original. Para el caso de un PLC de mediano tamaño para un sistema de control con múltiples tabllas de procesamiento y múltiples tabllas para las entradas y salidas, la reducción en el MTTF sería aún más significativa. Este sistema de las partes componentes trabaja bien al determinar el MTTF para sistemas de control sencillos en los cuales una falla en algún módulo o componente convierten en inoperante al sistema; sin embargo, para el caso de los sistemas tolerante a fallas, no es útil dado que, una falla en alguno de sus componentes no causa necesariamente una falla en el sistema.

Disponibilidad y Confiabilidad.- El MTTF y el MTTR son funciones o parámetros sencillos basados en el distribución promedio de eventos históricos (fallas del sistema), mientras que la Disponibilidad y la Confiabilidad de un Sistema son probabilidades, es decir, cada una representa una probabilidad porcentual de que un sistema sea operacional u operativo en cualquier momento, (Disponibilidad) o de que el sistema sea operacional sin fallar más allá de un periodo específico de tiempo (Confiabilidad). Sus definiciones son:

Disponibilidad: Es la probabilidad de que un sistema sea operativo en cualquier momento, se calcula como un porcentaje usando la relación:

$$A = \text{MTTF} / \text{MTBF} \quad \text{ó}$$

$$A = \text{MTTF} / (\text{MTTF} + \text{MTTR}) \times 100$$

donde A es la Disponibilidad.

Nótese que la disponibilidad es una razón entre los tiempos medios para fallar y entre fallas. Un sistema podría fallar cada 10 horas y tener una disponibilidad de 99.8% si puede repararse en un minuto. Esta es la misma disponibilidad de un sistema que falla cada 5.5 meses y con un tiempo de reparación de 8 horas. La disponibilidad no es una indicación de lo bien que se desempeña el equipo durante un periodo de tiempo, es solo la probabilidad de que estará operando en cualquier instante entre ciclos de reparación.

Para incrementar la disponibilidad de un sistema se puede incrementar el MTTF y disminuir el MTTR; típicamente se logra lo anterior con: no interrumpir el proceso mediante la reparación "en línea", mejorar la calidad de los componentes, reducir la temperatura ambiente de trabajo y diseñar sistemas redundantes.

Confiabilidad: Se refiere a la probabilidad porcentual de que un sistema esté trabajando para un periodo de tiempo específico sin fallar. La diferencia clave entre la confiabilidad y la disponibilidad es la relación de confiabilidad a un periodo específico de tiempo. Se define como: Confiabilidad: es la probabilidad de que un sistema desempeñe una función específica sin fallar, para un tiempo definido (t). se expresa:

$$R(t) = \exp(-t/\text{MTTF}) \quad \text{ó}$$

$$= \exp(-\lambda t)$$

La disponibilidad es una función exponencial negativa, esto es, decrece exponencialmente con el paso del tiempo. El tiempo es la variable crítica de operación para establecer los requerimientos de confiabilidad; el modo obvio de mejorar la confiabilidad del sistema es incrementar el MTTF del sistema lo suficiente para proporcionar un nivel aceptable de confiabilidad a través del tiempo considerado.

En resumen, la confiabilidad es la probabilidad de que un sistema trabajará apropiadamente para el tiempo requerido por el proceso a controlar.

IV.5 Evaluación Técnico - Económica de un Sistema Instrumentado de Seguridad

A continuación se proponen los principales factores a considerar para realizar una evaluación para adquirir un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS):

1) Número de Entradas y Salidas (I/O):

24 A I (Analog. Inputs).
 694 D I (Digital Inputs).
 433 D O (Digital Outputs).

- 2) Costo por un Paro Indeseado ((Nuisanse Trip), se estima a razón de \$32,500 / hora.
 3) Costo por falla Bajo demanda, se estima en \$25,000,000.
 4) Se propone un intervalo de prueba de 1/año.
 5) El tiempo medio para reparar (MTTR) se estima en 8 horas.
 6) El ciclo de vida del SIS es de 20 años de operación.

Se obtuvieron costos mediante cotizaciones y estimaciones, según lo siguiente:

Costo Inicial

	Relevador 1 oo 2	Sistema Dual 1 oo 2D	Sistema TMR 2 oo 3
Ingeniería	\$ 297,000	\$ 137,000	\$ 114,000
Hardware del Sistema	\$ 288,000	\$ 612,000	\$ 720,000
Pruebas Iniciales	\$ 90,000	\$ 48,000	\$ 43,000
Instalación y Puesta en Marcha	\$ 37,000	\$ 37,000	\$ 37,000
Sub. Total	\$ 712,000	\$ 834,000	\$ 914,000

Aquí la decisión debería ser tomada a favor de los relevadores ó con Arquitectura 1 oo 2, sin embargo, tratándose de salvaguardar vidas humanas, instalaciones y medio ambiente, se incluyen los siguientes parámetros:

Costo de Falla

	Relevador 1 oo 2	Sistema Dual 1 oo 2D	Sistema TMR 2 oo 3
No. Fallas Peligrosas (Nota 1)	0.296	0.000062	0.0000185
Costo total de la falla peligrosa	\$ 22,000	0	0
No. Paros indeseados	2	1.35	0.1
Costo total del Paro Indeseado	\$ 359,000	\$ 185,000	\$
Sub. Total	\$ 381,000	\$ 185,000	\$ 2,541,000
Costo Total al Ciclo de Vida	\$ 3,986,000	4,276,000	\$ 2,541,000

Aquí el modelo se basó en:

- 1) Costo por Paro, estimado en \$ 32,500/hr.
- 2) Costo por falla bajo demanda, estimado a \$ 25,000,000.

Nota 1: Es un dato probabilístico proporcionado por el proveedor.

CAPITULO V

**RESULTADOS DE APLICACION DE LOS SISTEMAS DE
SEGURIDAD**

CAPITULO V

RESULTADOS DE APLICACION DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD

Contenido

- V.1 Antecedentes**
- V.2 Asignación adecuada del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)
Al Nivel Integral de Seguridad (SIL).**
- V.3 Recomendaciones.**
- V.4 Resumen de Entradas / Salidas después del estudio del Sistema
Instrumentado de Seguridad a aplicar, en el complejo Akal-J.**

V.1 Antecedentes

En apego a la Práctica recomendada API 14C del Instituto Americano del Petróleo, el Sistema Instrumentado de Seguridad deberá proveer dos niveles de protección. Los dos niveles de protección deberán ser independientes y adicionales a los dispositivos de control (BPCS) usados en la operación normal.

Sin embargo, esta recomendación está abierta a la interpretación, basta decir lo siguiente:

En un ejemplo, la válvula de seguridad o de relevo y un detector de gas se consideran "dos niveles de protección independientes y en adición al sistema de control" sin embargo no precisa que tipo de ejecutor lógico usar, entonces usar relevadores electromecánicos, equipos neumáticos, PLC, ó sistema TMR pueden cumplir estrictamente con el enunciado inicial y afirmar que se cumple con el API RP14C y que se tiene una planta segura.

El problema fundamental es asignar un Sistema Integral de Seguridad que cumpla una probabilidad de evitar un siniestro, lo que se explica a continuación:

V.2 Asignación adecuada del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) al Nivel Integral de Seguridad (SIL)

Una vez determinado el nivel integral de seguridad, sea por métodos cualitativos ó cuantitativos, se procede a estimar una probabilidad de falla bajo demanda (PFD por sus siglas en inglés), que correlaciona el SIL como sigue:

SIL	PFD	DISPONIBILIDAD (=1- PFD)
1	0.1 - 0.01	0.90 - 0.99
2	0.01 - 0.001	0.99 - 0.999
3	0.001 - 0.0001	0.999 - 0.9999
4	< 0.0001	> 0.9999

La tabla siguiente resume los valores resultado del análisis, involucrando varias arquitecturas para cada función de seguridad dentro del sistema SIS propuesto, PEMEX identifica la meta que persigue (SIL) ó que requiere cumplir y así tomar la decisión de selección del SIS más apropiado.

SIL	Ejemplo	SIS	Propuesto
1	Detección / Respuesta al fuego	A	
1	Detección / Alarma a Gas Tóxico	B	
2	Detección / Respuesta al Fuego	C	
2	Detección / Respuesta al Fuego	D	
3	Detección / Respuesta al Fuego	E	

- A. Sistema instrumentado de seguridad (SIS) compuesto por un detector-transmisor de UV/IR, un "Semáforo" ó indicar visual, una válvula solenoide para activar un dispositivo o extintor a base de polvo químico seco ó CO2, y un programador lógico de Control (PLC) dedicado.
- B. SIS compuesto por un detector-transmisor de UV/IR, una luz y bocina de alarma, etc. similar a caso A.
- C. Similar a B, pero se propone que se le de mantenimiento preventivo y prueba de funcionamiento al menos una vez al año, con esta acción simple se puede alcanzar un nivel SIL mayor.
- D. Similar a B, pero con mantenimiento trimestral y prueba de funcionamiento tres veces al año.
- E. Similar a B, pero con mantenimiento y prueba de funcionamiento mensual.

Para propósitos de este trabajo, a continuación se elabora un resumen de las recomendaciones principales, destacándose:

- SIS para plataforma de producción Akal J-3.
- SIS para turbomaquinaria.

V.3 Recomendaciones

A continuación se presentan las principales recomendaciones a desarrollar, según su importancia o aquella que para propósitos de este trabajo son un mejor ejemplo del objetivo a perseguir.

Plataforma de Producción AKAL-J-3

1. En esta plataforma se localizan los receptores de diablos HR-7102 y HR-7103 que reciben crudo de las plataformas Akal-F y Akal-O respectivamente. Se encuentra también el HP-7101 lanzador de diablos.

Al desarrollar un estudio ó análisis para determinar el nivel de riesgo, se determinó que se debe cumplir el SIL-3 (Safety Integrity Level-3).

Las recomendaciones que se hicieron:

- Colocar otra válvula de corte, tal como la SDV-7150 (de 36" o para P=60.80 Kg/cm² y T=60-85°C), redundante a la actual, para cumplir con la Arquitectura además, se deberán colocar dos transmisores de presión, tal como el PT-7150
2. Para la sección de separación y rectificación, se recomendó para los separadores y rectificadores de la primera etapa, FA-3101 y FA-3102 respectivamente, así como para la sección secundaria, separador y rectificador de la segunda etapa FA-3103 y FA-3104 la inclusión de 3 circuitos de seguridad adicionales considerando la presión, el nivel y la temperatura mediante interruptores límite.

Para esta plataforma se hicieron 8 recomendaciones más.

Sistemas Instrumentados de Seguridad para turbomaquinaria.

Para los equipos turbo, la falla de los sistemas de paro de emergencia ESD, pueden provocar pérdidas económicas severas, daños mayores a las instalaciones, pérdidas en la producción y hasta muertes a los operadores. Por otro lado, un diseño muy estricto puede provocar disparos indeseados o falla a la demanda.

Causas principales a evaluar en los equipos turbo:

- Alta vibración
- Alto empuje axial (High Thrust)
- Alta sobre-velocidad
- Baja presión diferencial del aceite de sello
- Bajo nivel de aceite sello
- Baja presión de aceite lubricante
- Alto nivel del tanque de condensados

Para cada disparo ó causa se involucran a diferentes elementos sensores (I), ejecutar lógico y elementos finales de control (O). Para las turbinas, la redundancia de los dispositivos de entrada y salida así como de la lógica de voto son muy específicos.

Aseguramiento cuantitativo del riesgo en la turbomaquinaria:

Se estudio este tipo de maquinaria, desarrollándose un Arbol del fallas para el caso de falla oculta (inhibida) para desarrollar un sistema de voto 2oo2 para los transmisores de presión diferencial, los casos de falla analizados son:

1. Cuando ambos transmisores de presión diferencial fallen.
2. Cuando alguno de los 2 transmisores de nivel falle.
3. Cuando cualquier combinación de los dos transmisores de presión de aceite lubricante o de sello falle.
4. Cuando el ejecutor lógico falle (TMR ó PLC).

5. Cuando ambas válvulas solenoides fallen al abrir.
6. Cuando la válvula de disparo ó de control falle al cerrar.

El resultado obtenido de la probabilidad de falla a la demanda (PFD) para el caso 6, dió un descenso debido al cambio en la votación de uno en 110 años a uno en 65 años.

En la tabla siguiente se resumen los datos obtenidos siguientes:

Fallas/Hr y fallas en años para los casos de falla a la demanda (Covert) y de disparo indeseado (Overt).

Tabla de Datos de Tasa de Fallas para Turbomaquinarias al realizar Análisis tipo Arbol de Fallas

Dispositivo	Probabilidad de una falla a la demanda		Probabilidad de un Disparo Indeseado	
	Falla / Hr	Fallas en años	Falla / Hr	Fallas en años
Control de la Turbina				
Monitor de Vibración	7.46E-07	150	7.30E-04	1,370
Monitor de Empuje Axial	1.24E-06	90	1.20E-3	80
Monitor de Sobrevelocidad	1.79E-06	60	1.74E-03	570
Elementos Sensores	5.71E-08	2,000	5.00E-04	2,000
Tanques Condensados				
Interruptor de nivel	1.17E-07	980	8.10E-03	1,200
Transmisor de Nivel	4.76E-06	24	4.17E-02	240
Sistemas de Lubricación y de Sellos				
Presión Diferencial	3.28E-05	3.5	2.87E-01	3.5
Interruptor de presión	4.00E-07	290	6.13E-04	1,600
Transmisor de Presión	4.76E-06	24	4.17E-02	25
Elementos Finales				
Válvulas Solenoides	3.23E-07	350	3.58E-03	280
Válvulas de Cierre y regulación	2.16E-06	53	9.20E-03	110
Relay y Sensores de Relevadores				
A falla abre	1.10E-07	1,000	9.64E-04	1,000
A falla cierra	3.08E-07	370	2.70E-03	370
Bobina	2.20E-08	5,200	1.93E-04	5,200

Para realizar el cálculo de toda la seguridad del complejo, se usaron los siguientes valores, dado que en Pemex no se contaba con valores históricos.

INSTRUMENTO	Tasa de falla cubierta (Covert) (fallas/horas)	Tasa de falla no cubierta (Overt) (fallas/horas)	Fuente de Información
DISPOSITIVOS DE "ENTRADA"			
Interruptor de Presión	4.0 E-07	7.0E-08	CCPS
Transmisor de Presión	7.0 E-07	4.2 E-07	CCPS
DISPOSITIVOS DE "SALIDA"			
Válvula Solenoide	6.46 E-07	4.09 E-07	CCPS
Válvula de Bloqueo	3.03 E-06	2.50 E-07	OREDA
Válvula de Control	2.69 E-06	1.89 E-05	OREDA

V.4 Resumen de Entradas y Salidas después del estudio del Sistema Instrumentado de Seguridad a aplicar.

Con los valores arriba descritos, se contabilizaron los dispositivos de entrada y de salida (I/O del inglés Input, Output) para cada plataforma que comprende el complejo Akal-J, obteniéndose los siguientes números según tabla siguiente.

TABLA DE RESUMEN DE ENTRADAS Y SALIDAS COMPLEJO AKAL-J

Plataforma	Total	Entradas			Salidas	
		Analógicas 0-20mA	Analógicas 4-20 mA	Digitales 24 V CC	Digitales 24 V CC	Digitales 110 VCA
PERFORACION	114	40	7	41	26	-
PRODUCCION 1	180	30	13	92	43	2
PRODUCCION 2	162	21	12	92	36	1
PRODUCCION 3	181	33	13	89	44	2
ENLACE	55	18	6	14	17	-
COMPRESION	485	189	21	197	72	6
HABITACIONAL	160	18	7	78	53	4
TOTALES	1337	349	79	603	291	15

Se realizaron cálculos con una serie de posibles casos en donde se evaluaron los respectivos valores que arrojaban según lo siguiente:

Caso 1: Cada tubería se protege de la sobre-presión y fugas por medio de una secuencia específica (Interlock), la cual, a la detección de una sobrepresión ó subpresión cierra la línea mediante una válvula de bloqueo.

En este diseño se incluye un interruptor de presión para detectar una condición de proceso inaceptable. Dicho interruptor se conecta al ejecutor lógico (TMR ó PLC), el cuál inicia la secuencia de acciones que pueden incluir la desenergización de una válvula solenoide de 4 vías que dará la señal apropiada a una válvula de corte para cerrar. El suministro de aire a la válvula de corte se ha modelado para incluir

Basados en la información antes expresada de las tasas de falla, la probabilidad de falla a la demanda PFD es:

$$PFD = 8.94 \text{ E-}03$$

ó

$$\text{Disponibilidad} = 99.11\%.$$

Estos valores corresponden a las exigencias propias de un Nivel Integral de Seguridad.

$$SIL = 2.$$

Caso 2: En este caso, se consideró utilizar detección redundante de la desviación de la presión. Un transmisor de presión se incluyó para realizar una configuración de votación "1 de 2" (1-o-o-2), incluido el interruptor de presión del Caso 1. Esta modificación tuvo un impacto mínimo en la Disponibilidad del Sistema, mejorando la PFD a 8.07 E-03 (Disponibilidad = 99.20%). El desempeño permaneció en el valor de SIL-2.

Caso 3: La configuración que se consideró en este caso es la presión con un sistema de votación 2 o 3. El interruptor de presión original se comparó con las señales de salida de dos transmisores de presión para determinar si existía la condición de un disparo.

Esta modificación tiene un impacto mínimo en la disponibilidad del sistema, mejorando la PFD a 8.07 E-03 (Disponibilidad = 99.20%) el desempeño permanece en SIL-2.

En resumen, la tabla siguiente nos muestra los valores de las simulaciones ó Sistemas Instrumentados de Seguridad posibles en el complejo Akal-J.

CASO SIS	DESCRIPCION	SIL	DISPONIBILIDAD	MTTF (años)
1	Ducto protegido por presión. Caso Base	2	8.93 E-03	106
2	Detección de presión 1 o o 2	2	8.07 E-03	77
3	Detección de presión 2 o o 3	2	8.07 E-03	113
4	Detección de presión 1 o o 2 Aislamiento redundante	3	1.19 E-04	27
5	Detección de Presión 2 o o 3 Aislamiento redundante	3	1.23 E-04	30
6	Detección de Presión 2 o o 3 Aislamiento redundante, votación con solenoides. 2 o o 2 en todas las válvulas de corte	3	1.70 E-04	167

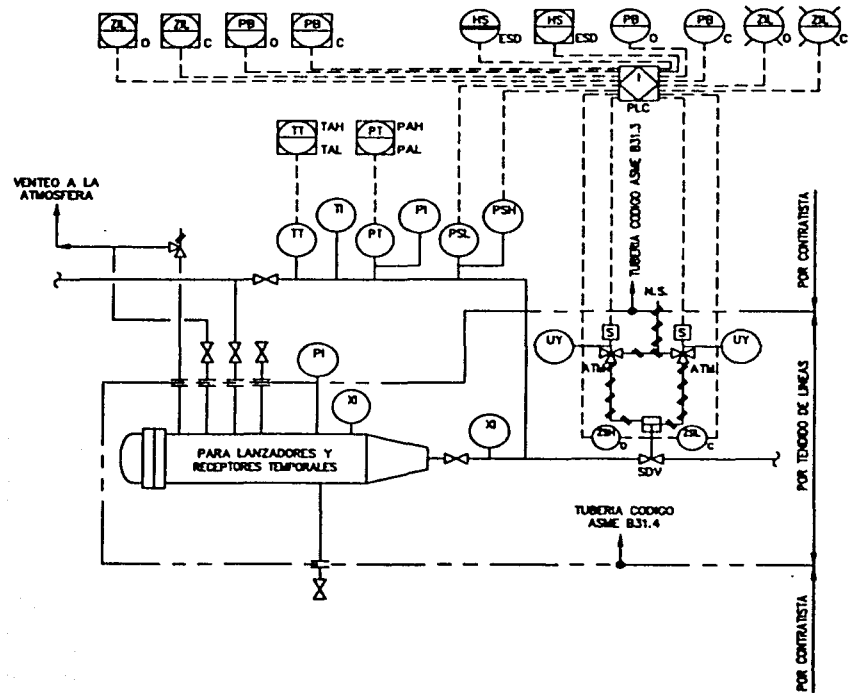
Las recomendaciones que se hicieron para aplicación por Pemex, se reducen a:

a)	Plataforma	PB-AJ-1	180	Recomendaciones
b)	Plataforma	PB-AJ-2	172	Recomendaciones
c)	Plataforma	PB-AJ-3	181	Recomendaciones
d)	Plataforma	PP-AJ-1	114	Recomendaciones
e)	Plataforma	PE-AJ-1	55	Recomendaciones
f)	Plataforma	CB-AJ-1	485	Recomendaciones
g)	Plataforma	HA-AJ-1	160	Recomendaciones

El diagrama DTI 5.1 representa un ejemplo de las modificaciones o recomendaciones al implementar un SIS en las plataformas costa afuera.

Para cumplir con la práctica recomendada, API RP 14C, se adicionaron:

- a) Los transmisores electrónicos de temperatura (TT) y de presión (PT).
- b) Los sensores de posición (ZSL, ZSH) de la válvula de corte (SDV), válvulas de solenoide (UY).
- c) Los botones de arranque y paro locales (PB).
- d) El Sistema Instrumentado de Seguridad (PLC) con una lógica de secuencia de paro de emergencia (I), donde incluyen botones remotos de arranque y paro (PB) y de paro de emergencia (HS / ESD).



UNAM
FACULTAD
DE
QUIMICA

ALFONSO RANGEL ESCALERA

DIAGRAMA DE LANZADOR Y RECEPTOR
DE DIABLOS
APLICANDO CRITERIOS DE SEGURIDAD

PROYECTO No.	TESIS	PLANO No.	DTI-5.1
LUGAR	MÉXICO D.F.		B

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

CAPITULO VI

Contenido

- VI.1 Conclusiones.**
- VI.2 Comentarios recabados de la Implementación de los nuevos esquemas de seguridad.**
- VI.3 Pronóstico de Aplicación y permanencia de los Sistemas Instrumentados de Seguridad.**

VI.1 Conclusiones.

La obligación moral de respetar nuestro entorno para la presente y futuras generaciones nos obliga a:

- a) Usar en óptima forma los recursos naturales.
- b) Que decidamos por cuestiones no sólo económicas la suerte del entorno, instalaciones o la vida de nuestro congéneres, es decir preservar hasta donde se posible un desarrollo armónico y en equilibrio, anteponiéndolo a los costos de adquisición de Sistemas de Seguridad .
- c) Fijemos los lineamientos o procedimientos a acatar en cuanto a las disposiciones de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, operaciones de salvamento y a registrar estadísticas de accidentes en la que se precisarán el número de accidentes con pérdida de tiempo en relación a las horas hombre laboradas, el número de días perdidos por accidente en relación con las horas hombre laboradas, y el número de muertes por cada millón de horas-hombre laboradas.

Con ésta información podremos justificar y analizar los requerimientos precisos de nuestro Sistema Instrumentado de Seguridad a aplicar.

VI.2 Comentarios recabados de la implementación de los nuevos esquemas de seguridad.

En general, el personal de Pemex así como el del Instituto Mexicano del Petroleo aceptaron la aplicación de los SIS en la mayor parte de las instalaciones, excepto en el manejo de los pozos, donde prefieren el uso de los tablero Hidroneumáticos que administran la secuencia de operación y de paros de emergencia en las válvulas de ala así como en la válvula sub-superficial. Sus argumentos son válidos ya que nunca han fallado estos sistemas, al menos en las instalaciones de Pemex.

VI.3 Pronósticos de aplicación y permanencia de los Sistemas instrumentados de seguridad.

Considerando que todo es perfectible es inalcanzable por ahora, así como el hecho de que las modas sean pasajeras, cuando matemáticamente sean alcanzables los valores cero en las tasas de falla de los instrumentos usados en la industria de la transformación y de que los diseños sean absolutamente apropiados serán entonces cuando exista el "mejor" sistema de seguridad. Por ahora dependeremos de la calidad alcanzable de los dispositivos hechos por el hombre y no se vislumbra alcanzar dicha perfección, por tales motivos, los ingenieros involucrados, en el diseño de los sistemas de seguridad serán clave para los propósitos que hemos abordado en este trabajo, que podrá ser de utilidad para un futuro inmediato.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

Normas y Estándares

American National Standards Institute

1. ANSI B31.3: Petroleum Refinery Piping.
2. ANSI B31.4: Liquid Petroleum Transportation Piping Systems.
3. ANSI B31.8: Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
4. ANSI/ASME SPE-1: Quality Assurance and Certification of Safety and Pollution Prevention. Equipment used in Offshore Oil and Gas Operations.

American Petroleum Institute

1. Spec. 14A: Specification for Subsurface Safety Valve Equipment
2. RP14B: Recommended Practice for Design, Installation, and Operation of Subsurface Safety Valve Systems.
3. SPEC14D: Specification for Wellhead Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves for Offshore Service.
4. RP14E: Recommended Practice for Design, and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems.
5. RP14G: Recommended Practice for Fire Prevention and Control on open Type Offshore Production Platforms.
6. RP14H: Recommended Practice for Use of Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves Offshore.
7. RP14J: Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities.
8. "Recommended Practice for Analyzing, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms". 14 C (RP 14 C) Fifth Edition, March 1, 1994.
9. "Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment" 6 A (SPEC 6 A) Sixteenth Edition, October 1, 1989.

10. "Process Measurement Instrumentacion" API Recommended Practice 551. First Edition, May 1993.
11. Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms Working Stress Design. API Recommended Practice 2A-WSD (RP 2A-WSD) Twentieth Edition, July 1,1993.
12. Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment. API Specification 6A, Seventeenth Edition, February 1, 1996.
13. Sizing, Selection, and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries. API Recommended Practice 520 Part I - Sizing and Selection. Sixth Edition, March 1993.
14. Sizing, Selection, and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries. Part II - Installation. API Recommended Practice 520 Fourth Edition. December 1994.
15. Guide for Pressure - Relieving and Depressuring Systems. API Recommended Practice 521 Fourth Edition, March 1997.

ISA-the Instrumentation, Systems and Automation Society

1. ISA - dTR 84.02 Draft Technical Report.
"Electrical (E)/ Electronic (E)/Programmable Electronic Systems (PES) for use in Safety Applications - Safety Integrity Evaluation Techniques". Draft June 1995.
2. ISA - dS84.01 Draft Standard.
"Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries" Draft 16N. January 1995.
3. ISA - SP84.
"Programmable Electronic Systems (PES) For use in Safety Applications" Draft 11 December 1992.
4. ISA - dS91.01 Draft Standard
"Identification of Emergency Shutdown Systems and Controls that are Critical to Maintaining Safety in Process Industries". Draft 7. October 1994.
5. ISA - RP12.13, Part II
"Installation, Operation, and Maintenance of Combustible Gas Detection Instruments" Approved December 7, 1987

Artículos Técnicos de Revistas Especializadas.

1. Thomas A. Walczak, P.E.
"New regulations and their effect on high availability monitoring and control systems".
Incontrol Engineering Digest.
Pre Print.
March 1995.
2. Thomas A. Walczak, P.E.
"Statistical System Evaluation - Critical control Applications"
GE Fanuc.
3. Paul Gruhn, P.E.
"Use the right PLC'S for Safety Control".
Chemical Engineering Progress.
January 1992.
4. Paul Gruhn, P.E.
"Safety Control System Design: Are all the bases covered".
Control.
July 1992.
5. Paul Gruhn, P.E.
"Safety System risk analysis needs more quantitative flavor".
Control.
August 1991.
6. Paul Gruhn, P.E.
"Design considerations for high - risk Safety Systems"
Intech.
March 1991.
7. Paul Gruhn, P.E.
"Safety Systems: Where is your weak link?"
Intech.
December 1993.
8. Paul Gruhn, P.E.
"Safety System Performance terms: Clearing up the confusion".
Hydrocarbon Processing.
February 1993.
9. Paul Gruhn, P.E.
"Peabody and Sherman Discuss Safety Systems".
Intech.
January 1993.

10. Rodney Hefner, Thomas A. Welczak, P.E.
"Fire and Gas Safety System Integration into Programmable Logic Controllers Using Intelligent Input/Output Devices".
11. Lawrence V. Beckman
"How Reliable is your Safety System?"
Chemical Engineering.
January 1992.
12. Dr. A. Anton Frederickson, Jr.
"Current Trends in Programmable Electronic Systems (PESs) for use in Safety Applications".
13. Fred R. Cook, Mark C. Klimowicz.
"Pcs: New Tools for Offshore Gas Production"
Control Engineering.
Mid-February 1992.
14. R. Goyal, R. Ramirez.
"Reduce power outages"
Hydrocarbon Processing.
June 1995.
15. David Shields.
"Mexican Gulf highly productive, possible reserves as high as 700 billion bbl"
Offshore
January 1996.
16. Alejandro Anaya Durand, Raúl Abraján Osorio, Rogelio Hernández Suárez.
"New program sizes pressure-relief drums."
Oil & Gas Journal.
May 6, 1996.
17. Paul Studebaker
"Are your Safety Systems Up to Standards?"
Control for the Process Industries
April 1996
18. Paul Studebaker
"Quad Redundancy takes the Sting Out of Safety Systems"
Control for the Process Industries
February 1997.
19. Paul Studebaker
"When lives depend on it"
Control for the process Industries
September 1995.

20. William Mostia
"How accurate is accurate" Part 2.
Control for the process Industries
July, 1996.
21. William M. Goble
"Building Reliable Control Systems"
INTECH Applying Technology
November 1994.
22. Jason Makansi
"CFBs make waste-to-energy"
Power Mag.
June 1997.
23. David Leggett
"Runaway Reactions Ignore the chemistry at your Perfil"
Chemical Engineering
August 2000
24. Deutsche Elektrotechnische Kommission im Din und VDE (DKE)
"Principales for Computers in Safety-Related Systems". Prestandard DIN V VDE 0801
October 1991.
25. Julia V. Bukowski.
William M. Goble.
"Comparing Control Systems' Reliability:
Architecture, Diagnostics, and common cause"
Moore Products CO., Spring Hous.
January 1995.
26. John A. Cusimano.
"Safely Appling Programmable Electronic Systems (PESs) to
Burner Management".
Moore Products CO., Spring Hous.
March, 1997.
27. Julia V. Bukowski.
William M. Goble.
"Using Failure State Diagrams for Reliability and Safety"
Moore Products CO., Spring Hous.
January 1995.
28. William M. Goble.
"Safety of programmable Electronic Systems:
Critical Issues, Diagnostics, and Common Cause
Moore Products CO., Spring Hous.
September 1995.

29. **William M. Goble**
"Using PLCs in safety applications"
June 1996.
30. **Autores Varios**
"Environment, Health and Safety Guidelines for
Offshore Hydrocarbon Projects"
July, 1998.
31. **John Grebe**
"How to Increase Control System Reliability"
More Products C.O., Spring Hous
February, 1995.
32. **Julia V. Bukowski.**
William M. Goble.
"Comparing Control Systems' Reliability:
Architecture, Diagnostics, and common cause"
Moore Products CO., Spring Hous.
January 1995.

- **Normas y Estándares de Petróleos Mexicanos**

1. "Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos".
1992.
2. "Requerimientos mínimos para sistemas de seguridad en instalaciones costafuera"
Gerencia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.
Región Marina Noreste.
December 1996

Cursos de Diplomado ó Seminarios

1. "Confiabilidad"
Instituto de Ingeniería, UNAM.
Seminario por el Dr. Alejandro Terán C.
Agosto de 1995.
2. "Diplomado Básico en Control Ambiental"
Coordinación General de Extensión Académica
Coordinación de Educación Continua
UNAM
Sep - Dec 1995.

Artículos Técnicos de Fabricantes.

1. William L. Mostia.
"How Accurate is Accurate?"
Process Measurement
July, 1996.
2. Michel E. Maes, James R. Steffey.
"Carrier modulation techniques boost datacom reliability"
Data Acquisition
August, 1995.
3. Paul Gruhn, P.E.
"Design Considerations of Safety Shutdown Systems"
An ISA Tutorial
Industrial Control Services, Inc.
September 26, 1993.
4. "Descripcion General de GE Fanuc y sus Productos"
5. "System Reliability and Availability"
Triconex.
6. "Safety Applying programmable Electronic Systems (PESs) to
Burner Management"
Moore Products Co.
March 1997.
7. "ABB Safety" Triguard. TMR Safety Products"
ABB August Ltd.
Abril 1998.
8. "Triconex. Tricon System Reliability & Availability"
Triconex.
9. William M. Goble
"Presented at the Fourth Conference on Advances In Process Control"
Moore Products Co.
June 1996.
10. William M. Goble
"Using PLCs in safety applications"
Moore Products Co.
June 1996.
11. John A. Cusimano
"Improving fired heater safety"
Moore Products Co.
February 1998

12. William M. Goble
"Using Smart Transmitters in Safety Protection Applications"
Moore Products Co.
January 1999
13. "Quadlog the Safety PLC"
Moore Products Co.
Apr. 1998
14. "Total Solutions for Safety and Critical Control"
Triconex
December 1984
15. "Emergency Shutdown Systems"
ABB.
16. Quadlog
" Critical Control System Specification"

Artículo Técnicos de Simposia

1. **Angela Summers**
"Introduction to the Quantitative Technique Proposed by
ISA TR 84.0.02 for verification of the target SIL"
October 14,15,16 1998
Houston Texas.
2. "TS1131 in Focus"
Triconex Users Group Meeting 1998
3. **Julia V. Bukowski and William M. Goble.**
"Comparing Control Systems" Reliability: Architecture
Diagnostics, and Common Cause"
May 2-6 1994, Philadelphia Pa.
4. **Julia V. Bukowski and William M. Goble.**
"Using Failure State Diagrams for Reliability and Safety"
January 19, 1995 Presented at "Texas A&M University's 50th
Annual Symposium.
5. **Paul Gruhn, P.E.**
"SIS Series Part 1: Determining Safety Integrity Levels"
July 18, 2001
Virtual Seminar
ISA Training Institute.
6. **Paul Gruhn, P.E.**
"SIS Series Part 3: Field Device Issues and their
Impact on System Performance"
February 9, 2001
Virtual Seminar
ISA Training Institute.