



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**PROYECTO ELECTRICO PARA UNA ESTACION
DE COMPRESION DE GAS NATURAL**

REPORTE DE SEMINARIO

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A N

JUAN DE LA CRUZ TORRES PONCE

VICTOR MANUEL LAGUNA VALENCIA

MEXICO, D F.

1982



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

INDICE

Capítulo No. 1. - INTRODUCCION.	1
1. 1. - Objeto de una Estación de Compresión.	1
1. 2. - Características y Descripción de la Planta.	2
Capítulo No. 2. - CONSIDERACIONES PREVIAS AL PROYECTO Y DISEÑO ELECTRICO.	13
2. 1. - Requerimientos del Sistema de Distribución.	13
2. 2. - Descripción del Sistema de Distribución.	19
2. 3. - Consideraciones Generales para la Selección del Equipo Eléctrico.	21
2. 3. 1. - Equipo Eléctrico en la Subestación.	21
2. 3. 2. - Conductores.	25
- Tubería Conduit.	25
2. 3. 3. - Instalaciones de Iluminación.	27
Capítulo No. 3. - LIMITACIONES DE LA INSTALACION ELECTRICA.	30
3. 1. - Condiciones de Operación.	30
3. 2. - Equipo Eléctrico en el Area de Turbocompresores y su Selección adecuada para máxima Seguridad.	38
Capítulo No. 4. - CALCULO Y PROYECTO DE LAS INSTALACIONES ELEC- TRICAS PARA FUERZA Y SISTEMA DE PROTECCION.	44
4. 1. - Selección de los Niveles de Tensión.	44
4. 2. - Tipos de Subestación Eléctrica.	46

4. 3. - Proyecto de la Subestación Eléctrica.	49
4. 4. - Estudio de Corto Circuito.	65
4. 5. - Cálculo y Selección del Equipo de Desconexión.	75
4. 6. - Cálculo de Alimentadores (Cables).	84
4. 7. - Detalles de la Distribución Eléctrica.	92
4. 8. - Cálculo de la Red de Tierras.	97
Capítulo No. 5. - CALCULO Y PROYECTO DE LAS INSTALACIONES	
ELECTRICAS PARA ILUMINACION.	111
5. 1. - Métodos de Cálculo.	115
5. 2. - Cálculo y Proyecto.	122
Capítulo No. 6. - SISTEMA DE CONTROL.	130
6. 1. - Condiciones que debe reunir el Sistema de Control.	130
6. 2. - Estudio de los Sistemas de Control.	132
6. 3. - Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Control.	135
Capítulo No 7. - ANALISIS ECONOMICO.	145
CONCLUSIONES.	150
Bibliografía.	152

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1. 1. - Objeto de una Estación de Compresión.

El objeto del presente estudio es desarrollar los fundamentos de diseño para la realización del proyecto e instalaciones eléctricas de una estación de compresión de gas natural.

Toda la información aquí contenida se refiere a uno de los eslabones en el manejo del gas natural o "amargo" de tanta importancia como cualquiera de los otros que forman la cadena para el procesamiento y obtención del gas seco "dulce". Tal eslabón es una planta de recibo, medición, regulación y envío del gas natural, llamada Estación de Compresión. A continuación y de una manera breve se explica el recorrido del petróleo crudo y gas natural (hidrocarburos), desde su extracción hasta el almacenamiento para distribución y consumo.

Partiendo del área de explotación (pozos productores), generalmente se obtienen los hidrocarburos en forma de gas y aceite (petróleo crudo) mezclados; por tanto la primera operación que se lleva a cabo u operación primaria es la separación del gas y el aceite que son recolectados por medio de tuberías, para ser procesados adecuadamente. Dicha separación se efectúa en una planta llamada Bateria de Separación donde en una o más de tres etapas (baja, intermedia o alta presión), el flujo recolectado de pozos circunvecinos, se separa en aceite, gas natural, agua y otras impurezas; luego el aceite es tratado en plantas deshidratadoras y desaladoras donde se eliminan los restos de agua y sal que

contiene, para posteriormente a través de plantas denominadas Estaciones de Bombeo, ser bombeado a los centros industriales llamados Refinería o Complejo Petroquímico para obtener distintos grados de destilación, ser almacenado y finalmente distribuido.

La característica de alta, intermedia o baja presión está determinada por el rango de presión que manifiesten los pozos al perforarse. Al quedar separados aceite y gas natural, éste se envía a la Estación de Compresión donde es comprimido y enviado a las plantas de acondicionamiento donde es tratado para eliminarle impurezas y después fraccionarlo.

1. 2. -Características y Descripción de la Planta.

Una Estación de Compresión puede definirse como el conjunto de elementos adecuados en su diseño y disposición que conforman un sistema cuyo objetivo es recibir gas natural proveniente de una o varias Baterías de Separación con un cierto valor de presión (baja, alta, intermedia) y medir la cantidad recibida, regular dicho valor de presión captado a otro valor de presión de salida que puede ser intermedia o alta según se requiera, e impulsar el gas a la planta de proceso siguiente donde se "endulzará" y podrá ser utilizado para consumo o nuevo proceso; tal planta puede ser una Refinería, un Complejo Petroquímico, un Centro de Embarque, etc.

Los elementos de los que se compone la Estación de Compresión son: turbocompresores, instrumentos de medición, equipo de control, enfriadores, quemadores, equipo y dispositivos para servicios menores y seguridad.

a). - Turbocompresores.

El número de turbocompresores varía según las condiciones de los pozos productores: cantidad, calidad, composición y otras características del gas, así como de la importancia de la contribución que se espera de la Planta para satisfacer la demanda de producto terminado en las regiones a las que pueda llegar para distribución interna o exportación. Dicho número oscila entre tres a quince turbocompresores por planta en promedio, o más en caso necesario.

La potencia suministrada por cada turbocompresor también varía por el volumen de gas a comprimir, siendo su rango promedio de 4000 H. P. I. S. O. (Caballos de Potencia a Nivel del Mar).

Cada unidad está constituida por: un combustor o cámara de combustión, una turbina de gas acoplada a compresores centrífugos (dos o más) en tandem, para operar en dos pasos de compresión por lo menos, así como de un enfriador tipo horizontal, un tanque de almacenamiento de aceite para alimentación al sistema hidráulico, separadores de impurezas entre etapas, tablero para protección, control y secuencia automática y equipo auxiliar requerido para la operación correcta de la unidad en conjunto.

La operación del turbocompresor se efectúa mediante una turbina de gas, cuyo movimiento es producido por la expansión de los gases resultantes de la combustión de gas seco "dulce" (no gas natural o "amargo" del proceso) suministrado especialmente para éste efecto por una fuente externa independiente del gas natural de proceso. Esto quiere decir que la energía calorífica del gas combustible es transformada en movimiento giratorio del rodete de la turbina. Desde el punto de vista de la Termodinámica la turbina cumple un ciclo de cuatro tiempos, denominado Ciclo "Bryton", el cual se describe brevemente

te a continuación: ciclo Bryton es aquel bajo el que operan las turbinas de gas y consiste de una compresión adiabática, calentamiento a presión constante, expansión adiabática y rechazamiento de calor a presión constante.

Durante el arranque, la marcha (o motor) del turbocompresor hace girar la turbina, el aire que penetra a la misma a través del filtro correspondiente pasa por un compresor propio de la turbina donde después de ser comprimido por medio de varios pasos se dirige a través de un difusor hasta llegar a la cámara de combustión.

En la aceleración y desaceleración de la unidad una cierta cantidad de aire es purgada en uno de los últimos pasos del compresor por medio de una válvula de purga o sangrado para mantener una operación suave y evitar el fenómeno de la cavitación en la turbina.

El combustible inyectado a la cámara de combustión se combina con el aire comprimido y la mezcla se enciende por la ignición producida por una bujía instalada en la misma cámara. Los gases resultantes de tal combustión mueven la turbina generadora y cerca de la salida pasan a la turbina de potencia y por último al colector de los gases de escape. Cabe hacer notar que la turbina generadora consta de dos rodetes, mientras que la de potencia tiene solamente uno y las flechas en que están montados los rodetes son independientes entre sí, no existiendo acoplamiento mecánico entre una flecha y otra, y por tanto giran a diferente velocidad ambas turbinas.

De ésta forma se demuestra que la energía de movimiento o mecánica obtenida, es producto de la energía de expansión de los gases resultantes de la combustión.

Comúnmente, por cada tres turbocompresores se completa un módulo de operación junto con un separador general de succión, cabezales de medición para gas combustible y para gas de descarga y válvulas de regulación de la presión de succión.

Cada módulo en sí, constituye un paquete completo que para operar sólo necesita interconectarse al sistema de recolección y servicio.

b). - Instrumentos de Medición.

La temperatura, la presión y el flujo para cada módulo de turbocompresores, se registran por medio de instrumentos apropiados, los cuales se encuentran localizados tanto en cada turbocompresor (acoplados a tableros de control y protecciones) como en el patrón de medición (cabezales de medición de gas combustible y de descarga). Dichos instrumentos son principalmente: manómetros, termómetros, medidores de flujo; siendo las señales emitidas por ellos de naturaleza eléctrica o mecánica (hidráulica, neumática). Su función es proporcionar una estadística gráfica del flujo.

c). - Equipo de Control.

Básicamente el equipo de control está integrado a cada turbocompresor: tablero de control, tablero de paro automático y protecciones, donde se reciben las señales emitidas por los diferentes instrumentos de medición involucrados en el proceso. Las fuentes de energía que activan o desactivan directa o indirectamente los dispositivos de medición, control y/o protección de los elementos que componen cada módulo son de naturaleza eléctrica: tablero de distribución de corriente alterna y derivado del mismo uno o varios bancos y cargadores de baterías.

Por razones de seguridad --es bien conocido el peligro que entraña el manejo del gas natural-- todos los dispositivos que componen el tablero de distribución de energía eléctrica se localizan dentro de un gabinete de ciertas características (como se verá después); el cuarto de control de equipo eléctrico será de estructura de acero y concreto, techo de concreto, muros de tabique aparente, ventanas y puertas metálicas, recubrimientos interiores de azulejo y concreto pulido. Estará ubicado sobre el lado opuesto de una calle con respecto al área de turbocompresores, en un edificio independiente y exclusivo, en donde como se mencionó se alojarán los tableros de distribución en baja tensión, banco y cargador de baterías, tablero de alarmas, tablero de paro por emergencia y equipo de aire acondicionado. Anexo a éste cuarto se encuentra la subestación eléctrica con su patio de transformadores, red de tierras, basamentos de concreto para el montaje del equipo y todos los herrajes y estructuras de la misma.

Los turbocompresores con equipo de control integrado y demás servicios auxiliares a la intemperie en el área correspondiente, tendrán por éste hecho las ventajas de ventilación adecuada y facilidad de ejecución de maniobras. Se hace notar que todo éste equipo está fabricado para resistir las condiciones adversas que se presentan a la intemperie. El tablero de control e instrumentos se localizará para su mejor accesibilidad en el extremo más próximo al cuarto de control del equipo eléctrico, es decir, orientado hacia el edificio de servicios (donde también se encuentran: los talleres, bodega, baños, cuarto de radio y oficina de ingenieros).

Resulta obvio que la instalación eléctrica para funcionamiento óptimo de la estación de compresión es fundamental.

d). - Enfriadores.

La función de los enfriadores (uno por cada módulo) es condensar el gas que ha sido comprimido, licuarlo y enviarlo a su destino próximo. Es bien conocido que las moléculas de cualquier gas se encuentran muy distribuidas en el espacio que ocupan, comparadas con las mismas moléculas en estado líquido y así también su manejo en estado líquido es más expedito, económico y seguro. En detalle el enfriador decrementa la temperatura del gas comprimido al hacerlo circular por un serpentín enfriado por aire que aporta una hélice impulsada a motor eléctrico. Este enfriador es el elemento inmediato por donde pasa el gas después de ser comprimido y del que sale en estado líquido para ser transportado al paso próximo.

e). - Quemadores.

Es necesario que cada estación de compresión posea al menos un quemador que tiene como finalidad eliminar el gas que no logra ser procesado por causa del alto grado de impureza que contiene y que no es costeable eliminar, por lo cual se quema. Y actúa como desfogue si ocurre una falla en el gasoducto (tubería de transporte de gas) o en la estación misma. Por norma el quemador debe quedar situado en algún extremo de la planta y a una distancia determinada de su límite exterior. Dicho quemador es generalmente de tipo elevado y siempre se preveerá que su funcionamiento sea del todo confiable.

f). - Equipo y Dispositivos para servicios menores y seguridad.

Es deseable que en toda estación de compresión sea considerado un sistema contraincendio por medio de bombas de agua con motobombas mixtas, es decir, que trabajen una(s) con motor de combustión interna y otra(s) con mo--

tor eléctrico. Así también es de vital importancia la instalación de estaciones de botones de paro por emergencia, distribuidas en el perímetro próximo a toda el área que ocuparán los turbocompresores.

Según las condiciones de la estación y del equipo que la compone podrán ser considerados dentro de la misma otra clase de equipo y dispositivos, como por ejemplo motores eléctricos para filtraje de aire, ventilación, bombeo de aceite de uso hidráulico, etc.

De igual manera la iluminación de la planta en conjunto reviste interés y por ello será tratada con detalle en capítulos posteriores.

El suministro de gas combustible para el arranque del equipo turbocompresor se obtiene de una fuente independiente al gas natural del proceso, y por lo general se toma de algún gasoducto que transporte gas seco "dulce"; tal alimentación operará a una presión determinada por las necesidades de la estación. A su llegada a ésta se tratará de la siguiente manera: primero será lavado en un depósito con aceite para eliminar las partículas de sulfuro de hierro que normalmente arrastra el gas. Enseguida, el gas lavado se hará pasar por un separador ciclónico para eliminar las trazas de aceite que hayan sido conservadas y por último se alimentará el cabezal general de gas combustible de la propia estación (fig. 1. 1).

Características Importantes.

El proyecto para la instalación de las plantas: Batería de Separación-Estación de Compresión, prácticamente se inicia desde que un número suficiente (en cantidad y calidad) de pozos petroleros productores perforados, se encuentran en condiciones de ser explotados.

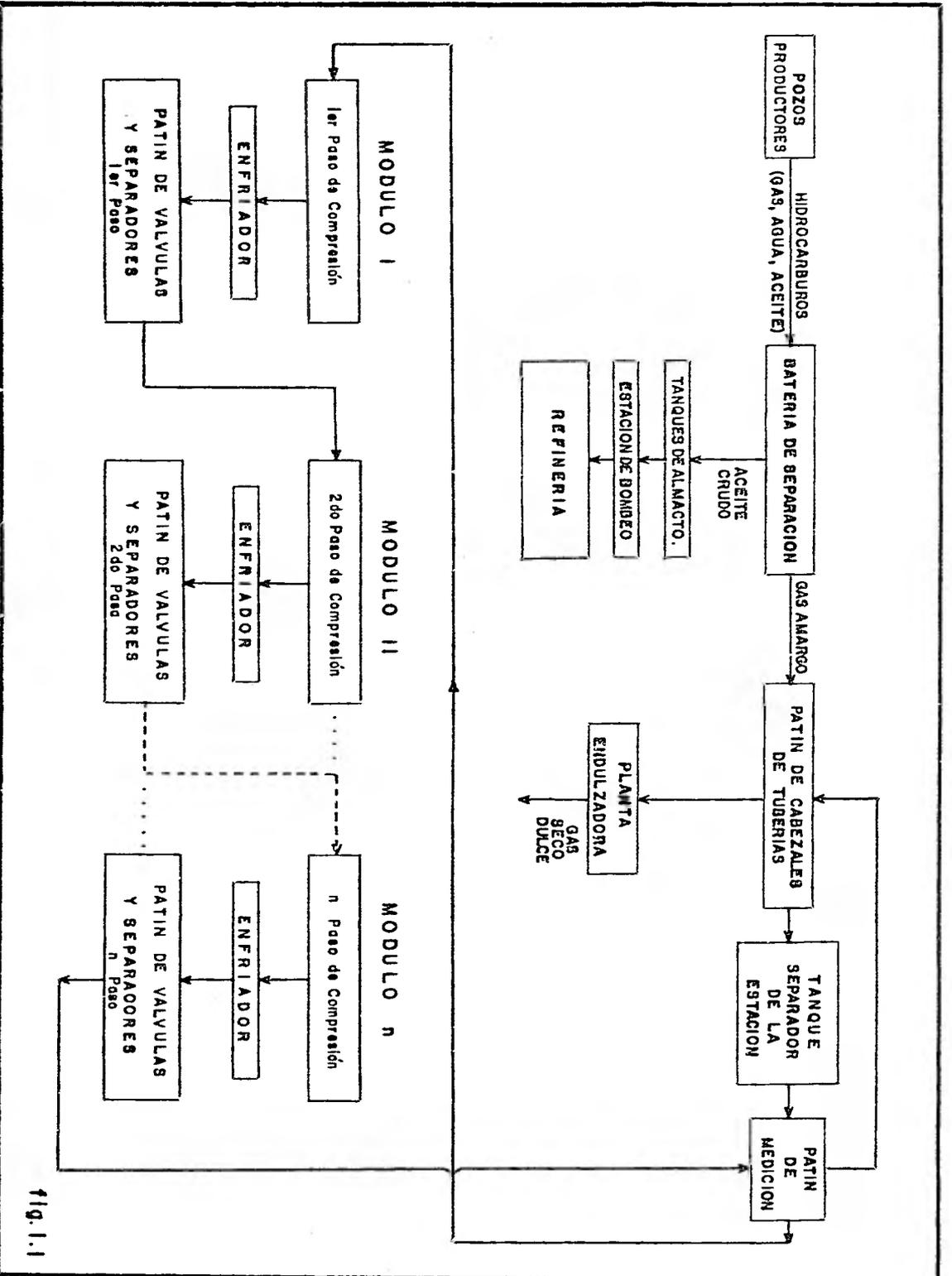


Fig. 1.1

En principio se debe tener conocimiento del volumen aproximado de hidrocarburos para determinar su rentabilidad económica así como la calidad (composición) de los mismos, para prever que tipo de instalaciones será necesario disponer para procesarlos adecuadamente. De los dos puntos anteriores se resume finalmente información acerca del volumen de hidrocarburos que será procesado para cubrir la demanda que ha dado lugar a la creación de estas plantas.

Refiriéndonos exclusivamente al gas proveniente de pozos localizados en la zona sureste del país, y más concretamente al área denominada Distrito Comalcalco al NO de la ciudad de Villahermosa, Tab., se anotan los componentes que lo constituyen, a continuación:

Composición del Gas

Compuesto	Fórmula	% Mol
Metano	CH ₄	85.49
Etano	C ₂ H ₆	5.86
Propano	C ₃ H ₈	3.10
Bióxido de Carbono	CO ₂	1.52
Butano normal	nC ₄ H ₁₀	1.38
Hexano y más pesados	C ₆	0.72
Acido Sulfhídrico	H ₂ S	0.66
Pentano normal	nC ₅ H ₁₂	0.48
Iso-Butano	iC ₄ H ₁₀	0.42
Iso-Pentano	iC ₅ H ₁₂	0.37
		<hr/> 100.00

Otras Características

Peso molecular	20.116
Densidad relativa calculada	0.649
Densidad relativa real	0.776
Poder calorífico total	10470.000 $\frac{\text{k-cal}}{\text{m}^3}$
Poder calorífico neto	9479.000 $\frac{\text{k-cal}}{\text{m}^3}$
Licuable	50.000 Bls/MMPCD
Granos de H ₂ S/100 pies ³ std.	419.800

El volumen de gas que debe manejar la planta por proyectar es de alrededor de 150 MMPCD (miles de millones de pies cúbicos por día). La planta se diseñará para una capacidad inicial de compresión de 90 MMPCD de gas en prevención de ampliaciones futuras. Esto último es deseable en esta clase de proyectos debido al gran crecimiento continuo de la población del país y al desarrollo de la industria, ambos factores determinantes en la demanda constante de más energéticos.

El número de turbocompresores a instalar en la estación de compresión será de 12 unidades, marca Solar, modelo Centauro, con potencia unitaria de 3830 H. P. I. S. O., operando exactamente en dos pasos de compresión; por cada tres turbocompresores, un separador general de succión, cabezales de medición y descarga y válvulas de regulación, se tendrá un Módulo completo (incluidos todos los accesorios y equipo para cada turbocompresor). Cada turbocompresor opera con dos compresores centrífugos en serie.

La turbina de gas Centauro es una máquina de dos flechas integradas en

la misma unidad. El aire de admisión para arranque, se comprime en un total de 8 pasos, la purga de aire se efectúa en el 6o. paso cuando se acelera o des-acelera la unidad.

La función de la Estación de Compresión tendrá como finalidad enviar el gas en baja, intermedia o alta presión procedente de una Bateria de Separación a un Complejo Petroquímico o Centro de Distribución (por Troncal de Gas) para su procesamiento.

Su instalación marcará un proyecto tipo para las nuevas estaciones de compresión de baja a intermedia o alta presión que se construirán en la zona; y la distribución del equipo será ajustada en lo esencial a las bases especificadas por el "Safety in Petroleum Refining and Related Industries" y lo indicado en el Código de la Asociación Nacional de Protección contra Incendios "N. F. P. A.".

De las condiciones del gas proveniente de la Bateria de Separación y de las que determina la planta siguiente en su proceso, resultan a su vez las siguientes condiciones de operación para cada unidad de la Estación de Compresión.

Condiciones de Operación por Turbocompresor (calculadas)

Presión de succión	2.7 kg/cm ²
Presión final de descarga	30.8 kg/cm ²
Temperatura máxima de gas en succión	35 °C
Temperatura máxima de gas en descarga	45 °C
Capacidad aproximada por unidad	15 MMPCD
Velocidad máxima	15 700 RPM
Altura de operación	75 m. s. n. m.

Una vez más se hace hincapié en la composición del gas porque de aquí derivan los términos:

Gas natural o "amargo". - Que es aquel que contiene una mezcla de gases diversos, compuestos de azufre y humedad.

Gas seco "dulce". - Es aquel, que separado de la composición total que constituye el gas amargo, ha sido liberado de compuestos del azufre y humedad.

Teniendo éstas bases de diseño, la etapa siguiente del proyecto será dirigida entonces, exclusivamente a hacer las consideraciones previas para la elaboración y cálculo de las instalaciones eléctricas de la planta, fundamentales en la operación, mantenimiento, control y seguridad de la misma.

CAPITULO 2

CONSIDERACIONES PREVIAS AL PROYECTO Y DISEÑO ELECTRICO

2. 1. - Requerimientos del Sistema de Distribución.

La Ingeniería de diseño eléctrico comprende el cálculo y las especificaciones de equipo y materiales para fuerza (potencia), iluminación (alumbrado), protección (red de tierras), control (instrumentos y mecanismos de mando electrónico), que queden involucrados en el Sistema Eléctrico de la planta.

Para efectuar el diseño de toda instalación eléctrica deben ser objeto de análisis una serie de condiciones importantes, por tanto el carácter prioritario en cuanto a seguridad máxima se refiere en una Estación de Compresión de Gas, por la peligrosidad de la materia prima a manejar, reviste para la instalación eléctrica un análisis más cuidadoso de dichas condiciones. Estas se pueden resumir en: a). - Confiabilidad; b). - Flexibilidad; c). - Simplicidad; d). - Seguridad; y, e). - Economía.

a). - Confiabilidad.

En toda planta es importante contar con un servicio confiable. Gran parte de los procesos de manufactura son elaborados básicamente en forma continua, de tal manera que una falla repentina en cualquiera de las etapas del proceso en serie puede tener eventualmente toda la producción detenida en la planta. Existen procesos que por sus características muy particulares, requieren un servicio con un orden muy alto de confiabilidad. Tales son los procesos de manejo de gas natural, refinación de petróleo crudo y la elaboración de productos petro

químicos

El paro de una de éstas plantas trae consigo una pérdida cuantiosa de consecuencias obvias, ya que la puesta en operación después de la falla, no puede ser inmediata debido a la cantidad, tamaño y complejidad del equipo afectado.

Una solución parcialmente válida, debido a que existen razones de orden económico que pueden anularla, es instalar sistemas paralelos o sistemas de relevo, para reducir los efectos adversos provocados por fallas. Es básico comparar los costos de diseño, construcción, operación y mantenimiento de éstos sistemas con el incremento de las utilidades obtenidas al quedar garantizado el funcionamiento ininterrumpido de la planta.

Desde un punto de vista realista resulta imposible hacer una instalación eléctrica exenta de fallas. Es más factible reducirlas al mínimo, por medio de un sistema de calidad superior, siendo indispensable vigilar y mantener su funcionamiento óptimo a través de programas de revisión adecuados.

Para incrementar la confiabilidad de tales sistemas, deberán llenarse los siguientes requisitos lo mejor posible:

i). - Proporcionar ductos de reserva a las trayectorias establecidas para el suministro de energía que alimente a los centros de carga, con arreglos de circuitos simplificados.

ii). - Utilizar el mejor equipo y accesorios eléctricos disponibles empleando técnicas y tecnología lo más avanzadas en la instalación, operación y mantenimiento eléctricos. Y en su caso, modificarlas a juicio del diseñador, para que su funcionamiento sea lo más perfecto posible.

b). - Flexibilidad.

La instalación eléctrica que se proyectará, como cualquiera otra de su tipo, debe ser dotada de disponibilidad operacional, sin necesidad de modificar sus características iniciales, o sea, que ésta se sujete a situaciones especiales ya previstas, tales como interconexión con otros servicios, instalación de nuevos circuitos, o bien, cambiarse con facilidad, acoplándose a las nuevas o diferentes características del servicio.

Generalmente en todas las plantas se contempla la adición de nuevos circuitos debido a ampliaciones futuras.

c). - Simplicidad.

Mientras más sencillez o simplicidad presente una instalación eléctrica en su diseño, operación y accesibilidad, la probabilidad de que aparezcan fallas o suspensiones del servicio es bastante menor. Las fallas mínimas que pudieran suceder se controlarán rápidamente por muy grande y compleja que sea la planta donde se produzcan. Es pues necesario tener la suficiente simplicidad en la instalación para aplicar correctamente el mantenimiento preventivo que tienda a prolongar la vida útil del equipo e inducirlo a operar en un rango tal que evite al máximo dichas fallas.

Además la simplicidad ayuda a aplicar también la protección eléctrica selectiva, que aislará eficientemente cualquier falla, que aún durante los primeros años de operación del equipo puede surgir, evitando los daños derivados.

d). - Seguridad.

Una consecuencia lógica de ajustar la instalación eléctrica a las condiciones anteriores da por resultado otra condición de la que no se puede prescindir: la seguridad del elemento humano y la instalación en general. Es fundamental

evitar pérdidas humanas y materiales.

Para eliminar los accidentes en el área eléctrica por errores de operación (contacto involuntario del personal con partes energizadas eléctricamente), que den lugar a consecuencias desfavorables en todos sentidos, se requieren observar las siguientes reglamentaciones:

i). - Utilización de equipo de interrupción con capacidad apropiada para cortar el suministro de energía eléctrica bajo cualquier condición de emergencia y bajo condiciones normales.

ii). - Colocar todas las secciones energizadas correspondientes al centro de distribución (tablero), dentro de un gabinete metálico, aislado, conectado a tierra y convenientemente anclado.

iii). - No efectuar revisiones, reparación o instalaciones en equipo eléctrico energizado, cualquiera que sea su tensión de operación.

e). - Economía.

Es evidente que en cada una de las condiciones expuestas, de una u otra forma queda incluido el factor económico, ya que una instalación confiable, flexible, simple y segura se logra obtener con equipos modernos de alta calidad, lo cual significa costos mayores. La importancia de la Estación de Compresión obliga a diseñar un sistema de cualidades superiores y seleccionar el mejor equipo disponible, el costo es elevado pero plenamente justificado.

Aspectos Generales.

Los lineamientos generales que deberán seguirse para la elaboración del proyecto, estarán basados en las normas y códigos locales e internacionales en materia de Ingeniería Eléctrica siguientes:

N. P. M.	Normas de Petróleos Mexicanos
A. P. I.	American Petroleum Institute
N. E. M. A.	National Electrical Manufacturers Association
A. S. A.	American Standard Association(antes A. N. S. I.)
R. O. I. E. R. M.	Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas de la República Mexicana.
C. C. O. N. N. I. E.	Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica:

Instalación Eléctrica. - Se entiende por instalación eléctrica al conjunto de conductores eléctricos, canalizaciones y accesorios de control y protección, necesarios para interconectar la fuente de energía eléctrica con los aparatos e léctricos receptores y dispositivos de conexión previamente seleccionados para determinada función.

Al proyectar y ejecutar una instalación eléctrica sea para fuerza, control, protección o iluminación deben de tomarse en cuenta todas las consideraciones y referencias anteriores.

El sistema de distribución consiste en: subestación eléctrica, tableros de control y distribución, dispositivos de protección para circuitos, que a su vez incluyen: barras de cobre aisladas o desnudas, ductos, cable y tubo conduit, capacitores, reactores, cuchillas desconectadoras, transformadores, aparatos de medición, apartarrayos, relevadores, interruptores, etc.

Las cualidades que debe reunir un sistema de distribución son:

1 - Capacidad adecuada para suministrar energía.

Es decir que el sistema de distribución de energía eléctrica debe tener su suficiente capacidad, adecuada para satisfacer la demanda máxima de la planta y se considerará el incremento de la misma debido a ampliaciones futuras en la carga de la planta, ya que las instalaciones y los circuitos correspondientes del sistema se incorporarán a la ejecución de los edificios y cimentación para los equipos, que una vez concluidos será difícil modificar. El pasar por alto el aumento de capacidad en el futuro, puede ser una omisión costosa.

Se recomienda que en el proyecto eléctrico, se considere un 20 % de aumento de carga futura en: transformadores, tableros de distribución, tableros de control, cables de energía y tubería conduit.

2. - Protección automática a los circuitos para condiciones anormales de funcionamiento.

Los dispositivos de protección de circuitos se seleccionarán de modo que sean capaces de interrumpir y soportar las sobrecargas o cortos circuitos (fallas) que pudieran presentarse.

Una sobrecarga ocurre cuando el equipo toma demasiada corriente durante un período muy largo de tiempo, lo cual puede ser ocasionado por operación simultánea de un número anormal de aparatos eléctricos conectados en el sistema de distribución. Un corto circuito se presenta cuando ocurre una falla de aislamiento entre conductores o entre un conductor y tierra.

El interruptor o los fusibles, cuyas capacidades son insuficientes, pueden ser fuentes de peligro más serias que la falla eléctrica, tales como un incendio, destrucción del equipo o lesiones al personal.

Por lo tanto, tratándose de dispositivos de protección de circuitos, es esencial seleccionarlos con características adecuadas.

Se puede decir, que para aplicar debidamente el criterio de selección, las características fundamentales de dichos dispositivos deben ser mayores a los valores que presente el circuito en cálculos y conocer los siguientes datos:

- a). - La energía que puede manejar el dispositivo durante la interrupción (capacidad en KVA).
- b). - La máxima corriente que puede interrumpir.
- c). - La máxima corriente instantánea cuyo efecto mecánico resiste.
- d). - La máxima corriente que puede conducir normalmente.
- e). - El nivel de aislamiento.

2. 2. - Descripción del Sistema de Distribución.

El sistema de distribución de energía eléctrica es la combinación coordinada de diferentes dispositivos eléctricos, el número de fuentes de energía, el tipo y tamaño de los alimentadores, la capacidad de los motores, los niveles de tensión eléctrica y otros muchos datos que describen con toda precisión a los sistemas eléctricos.

El esquema que permite al ingeniero entender el sistema de distribución, se conoce como diagrama unifilar. Se denomina unifilar porque en él todos los conductores de cada circuito se representan con una sola línea, independientemente de que se trate de un sistema monofásico o de uno polifásico. Se usan diferentes símbolos en los diagramas unifilares, los cuáles identifican en forma específica a los equipos eléctricos del sistema.

Una aplicación de importancia en un sistema eléctrico son los dispositivos de protección (conexión o desconexión) automática o manual, como son los interruptores termomagnéticos, interruptores electromagnéticos, interruptores de potencia, interruptores fusibles, etc. Los tres primeros operan contra cortos circuitos y no abren el circuito mientras la sobrecarga no sea peligrosa cuando ocurre ésta; los interruptores fusibles en general abren el circuito de inmediato. Los interruptores de potencia se utilizan en media y alta tensión, en tanto que los interruptores electromagnéticos y termomagnéticos se usan en baja tensión.

Los interruptores termomagnéticos no tienen partes vivas que pongan en peligro al personal, ahorran espacio y originan pocos gastos de mantenimiento aunque pueden ser afectados por la temperatura ambiente, por la altitud barométrica del lugar o por la frecuencia, y en cuanto a costo son mucho más baratos que los electromagnéticos.

Los interruptores electromagnéticos pueden manejar corrientes más grandes, por lo que son más robustos que los termomagnéticos y además son capaces de un número mayor de operaciones sin reparaciones y susceptibles de ajuste en su tiempo de apertura.

Para éste trabajo (proyecto) se utilizarán los interruptores termomagnéticos como interruptores principales o de acometida, interruptores termomagnéticos como interruptores derivados en baja tensión; ya que éstos tipos son superiores sobre los fusibles que con fallas de poca importancia dejan sin alimentación al sistema o las secciones donde operan.

Se puede decir que al proyectar el sistema de distribución, el diagrama u

nifilar permite visualizar en conjunto la carga instalada y futura, proporcionando datos concretos de la estimación de carga para circuitos por alimentar, factor importante para seleccionar todos los dispositivos de protección.

De acuerdo a las necesidades expuestas, el sistema de distribución más recomendable es el arreglo que se conoce como Sistema Radial (fig. 2. 1); éste sistema consiste de un alimentador primario que suministra energía ya sea a través de uno o varios transformadores o directamente a un bus principal, pues se cuenta con acometida de energía única, proporcionada por C. F. E.

La capacidad de los transformadores se mantendrá sobrada en un porcentaje no mayor del 50% de la carga a que inicialmente funcionen en prevención de ampliaciones futuras en la misma. Podrá aumentarse tal porcentaje solamente si existe la certeza de crecimiento de carga en un lapso breve. Todo lo anterior se puede apreciar en el diagrama unifilar. Este sistema da flexibilidad y confiabilidad, ambos objetivos deseables en el diseño eléctrico, además económicamente es el más recomendable; su empleo se justifica por el servicio que presta a la Estación de Compresión; el costo inicial se recuperará a través del tiempo, al dar mayor eficiencia a la operación de proceso de la planta. Al haber una falla o dar mantenimiento preventivo y/o correctivo a alguna parte del sistema eléctrico, el paro de la estación será, en todo caso, muy breve.

2.3. - Consideraciones Generales para la Selección del Equipo Eléctrico.

2.3.1. - Equipo Eléctrico en la Subestación.

La subestación eléctrica se localizará en una área designada como no peligrosa, debido a los siguientes factores: seguridad, economía y accesibilidad.

SISTEMA RADIAL

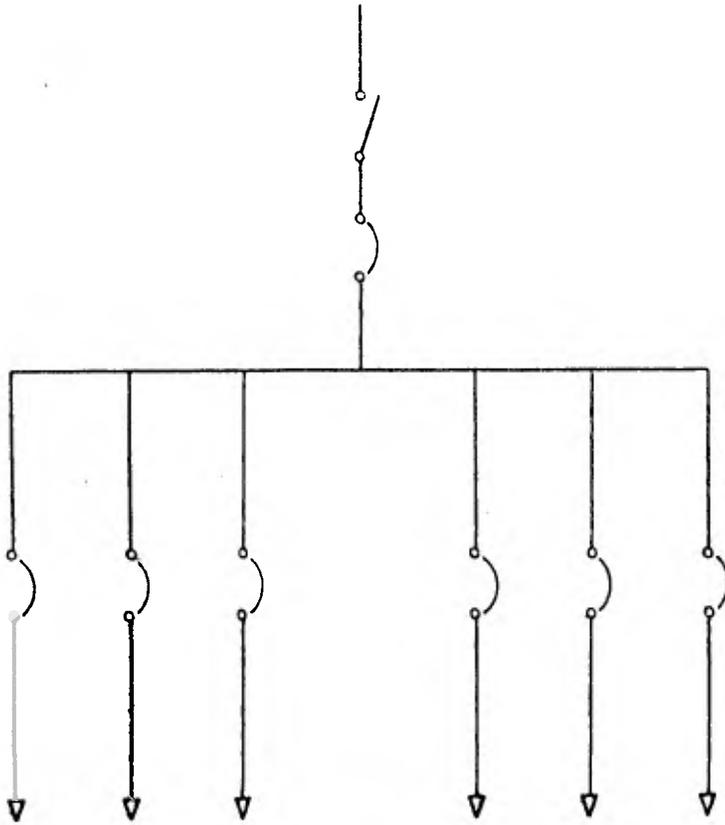


fig. 2.1

Es importante notar que el equipo eléctrico en los tableros de distribución no se hará fabricar en gabinetes a prueba de explosión.

Todo el equipo alojado dentro de la subestación tendrá designación NEMA correspondiente a servicios generales, excepto que se indique otra cosa.

Un centro de control de motores será alimentado a través de un transformador trifásico (llamado TR-1) situado en la subestación a una distancia de 30 mts. Este tablero denominado CCM-1 alimentará por medio de combinaciones interruptor-arrancador a dos motores eléctricos para las bombas contra incendio y a tres motores para las bombas destinadas a fosas de aceite de la planta en: 480 volts, 3fases, 60 Hz., y con interruptor al circuito de reducción de tensión. Se reducirá la tensión por transformador trifásico con primario: 480 volts, conexión delta; y secundario: 220-127 volts, conexión estrella con neutro aterrizado. Se designará éste transformador como TR-2 y alimentará a dos tableros de distribución, denominados: TDB-1 y TDB-2, en 220-127 volts, 3 fases, 60 Hz. y que alojarán interruptores termomagnéticos derivados. La conexión a TDB-2 se hará por derivación del bus de TDB-1 mediante interruptor termomagnético.

El transformador TR-1 operará a 34.5 KV en el devanado primario con conexión delta y 480 Volts en el devanado secundario con conexión estrella, neutro aterrizado.

Los datos numéricos se han obtenido de los rangos de operación más comúnmente empleados en el área descrita, por los equipos eléctricos industriales, así como de la acometida que puede proporcionar en la realización del proyecto la empresa suministradora de energía eléctrica (Comisión Federal de Electricidad). Las características no manifestadas, irán apareciendo conforme

sean necesarias.

Por norma, para transformadores hasta de 1250 KVA, la alimentación podrá hacerse a través de contactores magnéticos en combinación con fusibles si se considera conveniente.

El sistema de control y protección se derivará de los interruptores y alimentará: un cargador de baterías de capacidad suficiente que satisfaga la demanda del equipo y accesorios de control en los turbocompresores; alumbrado de emergencia cuando se requiera y la carga de un banco de baterías.

La alimentación normal de corriente directa será del cargador de baterías y la de emergencia del banco de baterías. Este banco deberá instalarse en un local adecuado e independiente de los tableros de distribución y deberá contar preferentemente con baterías alcalinas. Para la planta por construir, se localizará una parte en un cuarto auxiliar de baterías y la otra en el cuarto de control.

Sólo en caso donde los niveles de corto circuito no lo permitan podrán ser utilizados fusibles con la capacidad interruptiva adecuada, en vez de interruptores termomagnéticos.

Los tableros de baja tensión deberán utilizar para la protección de cables alimentadores, interruptores termomagnéticos de montaje removible.

El tablero principal de baja tensión deberá contar con un contactor magnético para control del alumbrado exterior a través de una celda fotoeléctrica.

Los transformadores de distribución deberán ser autoenfriados con la capacidad nominal en kilovolts-amperes que puede soportar en operación continua con un incremento de temperatura promedio de 55 °C en el conductor o de 65 °C

en el punto más caliente sobre un ambiente de 30 °C operando a una altitud de menos de 1000 m. s. n. m. y serán trifásicos; cuando el voltaje en el devanado secundario sea de 480 volts o menos se seleccionarán autoenfriados sumergidos en líquido aislante; y cuando el mismo voltaje exceda de 480 volts entonces se seleccionarán con enfriamiento OA/FA, es decir, de enfriamiento propio y de enfriamiento por aire forzado, también sumergidos en líquido aislante.

Los tableros de distribución que alojarán todos los interruptores, serán tipo "metal-clad", formados por gabinetes metálicos fabricados con lámina de acero, integrando secciones verticales para soportarse directamente sobre el piso, de frente muerto, totalmente terminado; el tratamiento de la superficie se hará con chorro de arena o granalla para limpieza, pintada con primario epóxico catalizado especificación RP-6 (N. P. M.) y acabado de la misma naturaleza pero según especificación RA-21 (N. P. M.) de color verde tierno No. 628 (N. P. M.). El calibre de la lámina del tablero deberá ser como mínimo del No. 11 BWG.

La densidad de corriente mínima de las barras de cobre de conducción de corriente (buses) deberá ser de 800 amp/pulg²; los accesorios y equipo que en el tablero se alojen deberán soportar los esfuerzos producidos por la potencia de falla en el sistema de 480 volts.

Los arrancadores para motores de hasta 999HP podrán ser arrancadores de alto voltaje con fusibles limitadores de corriente.

La señalización se hará a través de un juego de luces indicadoras roja y verde para cada turbocompresor. Y el control de la celda fotoeléctrica será un interruptor selector de tres posiciones: automático-fuera-manual y una estación

de botones se utilizará para arrancar y parar cada una de las bombas.

La medición se hará por medio de un voltmetro, un amperímetro (con sus respectivos conmutadores selectores de fases) y un kilowattmetro, todos con las escalas adecuadas que después serán determinadas.

2.3.2. - Conductores y Tubería Conduit.

El calibre de los conductores en ningún caso será menor al determinado por las tablas del Código Nacional Eléctrico (N. E. C.) y según lo determinen los cálculos por corriente de corto circuito y caída de tensión, corregidos por los factores de agrupamiento y temperatura.

Los cables de energía, en caso de ser empleados (a causa de instalación subterránea), para conducir 34.5 KV, serán con aislamiento tipo seco para 5 KV para temperaturas de operación de 90 °C, sobrecargas térmicas de 130 °C a 250 °C en corto circuito, sin cubierta de plomo, pantalla semiconductor extruída sobre el conductor, conductor de cobre, aislamiento de etileno propileno (EPR) pantalla electrostática a base de cintas de cobre dispuestas en hélice y traslapadas, pantalla extruída sobre el aislamiento, cubierta protectora de PVC y con un nivel de aislamiento mínimo de 133%. Se escoge éste tipo de cable debido a su excelente resistencia térmica pues posee un coeficiente de expansión térmica menor; también por su excelente flexibilidad, que contribuye a facilitar su instalación y manejo, además que los empalmes encintados se hacen con mayor facilidad que con XLP (otro tipo de cable de energía). Es de importancia la mejora en el diseño y especificaciones de ductos y registros eléctricos, porque la facilidad de instalación aumenta más.

Los conductores de hasta 600 volts, serán monoplares con aislamiento

tipo THW y con temperatura máxima de operación de 90 °C. Los tamaños mínimos de cable serán para circuitos de control de equipos, de calibre no menor a 14 AWG. Para alimentadores de equipo hasta 480 volts no menores de calibre 12 AWG.

Se utilizará tubería conduit cédula 40, según norma DGN-J16, clase "A", de acero galvanizado por inmersión, sin costura ni depósitos interiores, roscada en ambos extremos, con una longitud de 3050 mm., con cople de cuerda recta que permita la entrada de un 80 % de la longitud total de la misma.

El tamaño mínimo del tubo conduit, deberá ser de 19mm. (3/4") de diámetro. Los tamaños normales y comerciales que podrán ser empleados también, son: 25 mm. (1"), 31 mm. (1 1/4"), 38 mm. (1 1/2"), 51 mm. (2"), 64 mm. (2 1/2"), 76 mm. (3"), 101 mm. (4").

En general la tubería conduit subterránea mayor de 76 mm. (3") será de asbesto cemento.

Las curvas de 90° de conduits de 76 mm. (3") y mayores deberán ser pre-fabricadas. Los codos deberán ser de radio normal en instalaciones aéreas vi-sibles y de radio largo cuando sean subterráneas.

Los conduits subterráneos deberán ser instalados recubriéndolos con una envoltura de concreto armado rectangular o cuadrangular con un espesor mínimo de dos diámetros desde la pared exterior del conduit externo mayor y con un diámetro de espaciamiento entre paredes exteriores de conduits adyacentes. La envoltura de concreto deberá colorearse de rojo para identificación.

La parte superior de los bancos de concreto deberán ir a un mínimo de 60 cm. bajo el nivel de piso terminado y deberán tener en sus trayectorias los me-

nos cruces posibles.

2.3.3. - Instalaciones de Iluminación.

La iluminación deberá ser controlada mediante interruptores termomagnéticos desde el tablero, sin embargo, para el control de lámparas en grupo se instalarán interruptores remotos, los cuales deberán ser a prueba de explosión en áreas peligrosas y a prueba de agua o para propósitos generales de acuerdo con las condiciones del lugar donde se coloquen, en áreas no peligrosas. También se podrán usar contactores magnéticos, accionados por celdas fotoeléctricas o, por relojes programadores.

Cuando los sistemas de iluminación en unidades de proceso y edificios deban ser alimentados por transformadores trifásicos de 480-220/127 volts, se localizarán éstos preferentemente dentro de los tableros correspondientes. Los transformadores deberán ser del tipo seco, impregnados en resinas no higroscópicas e incombustibles. Los tableros de alumbrado serán trifásicos de cuatro hilos, equipados con interruptores para circuitos derivados y se localizarán dentro de una sección del tablero general; deberán ser a prueba de explosión en áreas peligrosas y para propósitos generales en zonas consideradas como no peligrosas cuando se encuentren fuera de dicha sección del tablero general.

Los niveles mínimos de iluminación deberán concordar con la norma 2.346.06 de PEMEX y con los de la Sociedad Mexicana de Ingenieros en Iluminación.

Alumbrado General.

Deben usarse luminarias fluorescentes en oficinas, vestidores, almacenes, talleres, cuartos de control, etc. También podrán usarse en áreas exteriores de proceso siempre y cuando reúnan características adecuadas.

Los equipos de alumbrado deberán ser soportados convenientemente y tendrán fácil acceso para permitir el cambio de lámparas y el mantenimiento.

Las lámparas deberán instalarse en los equipos de alumbrado después que los equipos de operación de la planta sean montados. Los tamaños de lámparas deberán estar de acuerdo con las especificaciones de tales equipos.

El equipo de iluminación deberá ser de construcción a prueba de vapor si se instala en áreas exteriores cuyo ambiente sea muy húmedo, excepto que por otras razones sea necesario hacer uso de otro tipo de equipo.

Los equipos incandescentes de alumbrado deberán, como los de vapor de mercurio, vapor de sodio u otros, tener capacidades entre 100, 150, 200, 300, 400 o 500 watts. Donde el equipo esté sujeto a posibles daños mecánicos será equipado con guarda. Siempre que las condiciones lo exijan las luminarias deberán estar equipadas con reflectores.

La caída de tensión máxima permisible será del 3 % desde el tablero de distribución. Las instalaciones de iluminación deberán diseñarse para mantener la intensidad promedio en luxes que se indica en la norma correspondiente de Petróleos Mexicanos y la S. M. I. I., utilizando un factor de mantenimiento de 0.65 en un plano de trabajo de 750 mm. sobre el nivel del piso.

Alumbrado Localizado.

Los tableros de instrumentos deberán iluminarse con equipos fluorescentes equipados con difusores (lentes direccionales).

Se deberán usar luces de aviso para los aviones y luces de obstrucción en las estructuras altas, de conformidad con el Reglamento de Aeronáutica Civil. Así mismo las luces de las plataformas de perforación y muelles, si éstos que-

dan involucrados en la instalación de la planta y deberán apegarse al reglamento.

Se deberán instalar contactos para lámparas portátiles en áreas de proceso. Los contactos deberán localizarse de manera que las áreas de trabajo puedan alcanzarse con una extensión de 15 mts. En otras localidades los contactos deberán colocarse según las necesidades en tales áreas.

CAPITULO 3

LIMITACIONES DE LA INSTALACION ELECTRICA

3. 1. - Condiciones de Operación.

Debido a que éste proyecto consiste en la instalación eléctrica de una planta de turbocompresores, donde se maneja un producto altamente explosivo, es necesario hacer mención de las características de las áreas peligrosas.

Para la clasificación de áreas peligrosas, en el país, se siguen las normas establecidas por el Código Nacional Eléctrico (NEC) y por el Instituto Americano del Petróleo (API).

En Petróleos Mexicanos también se tiene un reglamento, el cuál es una aplicación de los anteriores a las instalaciones eléctricas petroleras. En general los tres constituyen las normas a seguir y coinciden en la definición de áreas peligrosas, determinando las posibilidades de peligro que puedan existir en los procesos de producción diversos.

El grado de peligrosidad de una área determinada, depende de la clase y cantidad de gases, vapores y polvos explosivos o inflamables contenidos en la atmósfera. La cantidad necesaria de tales productos para constituir una atmósfera explosiva es difícil de determinar, ya que influyen varios factores, algunos de ellos no constantes tales como: temperatura, presión, humedad, ventilación, relación de volumen del local y la cantidad de producto gaseoso o vaporizado.

En base a lo anterior, la clasificación se hace considerando si los productos explosivos se encuentran en forma de gas, vapor, polvos combustibles y fibras inflamables, así como la concentración aproximada de los mismos.

El NEC divide las atmósferas explosivas en tres clases:

Clase I. - Lugares en los que están o pueden estar presentes gases o vapores inflamables en cantidad suficiente para producir mezclas explosivas o inflamables.

Clase II. - Lugares que son peligrosos debido a la presencia de polvos combustibles.

Clase III. - Lugares que son peligrosos por la presencia de fibras volátiles inflamables, pero en los cuáles no es posible que tales fibras se hallen en suspensión en el aire en cantidades suficientes para producir mezclas inflamables.

Cada una de éstas clases se subdivide en dos divisiones:

División I. - Para aquellos lugares en que el material peligroso se encuentra presente, en condiciones normales de funcionamiento, ya sea éste de forma continua, intermitente o periódica.

División II. - Para aquellos lugares en que el material peligroso se encuentra contenido en recipientes cerrados, de los cuáles puede escapar solamente en casos de ruptura accidental o funcionamiento anormal del equipo.

Cada una de las clases indicadas en la clasificación anterior agrupa a los gases, vapores o polvos explosivos que tengan las mismas características de temperatura de ignición o presión máxima que produzca la explosión de un recipiente; algunas de éstas sustancias así como los lugares donde suelen acumularse, se mencionan a continuación:

Para Clase I, Divisiones 1 y 2.

Grupo A: Los ambientes que contengan acetileno; éstos ambientes se pueden encontrar en Plantas de Gas en áreas donde se efectúan labores de soldadu-

ra o en áreas de almacenamiento del gas acetileno principalmente.

Grupo B: Los ambientes que contienen hidrógeno o gases y vapores similares, como son óxido de etileno, óxido de propileno, etc. y que pueden ser encontrados en plantas de proceso y obtención de hidrógeno, laboratorios, hospitales.

Grupo C: Lugares donde pueden encontrarse éter etílico, éter, etileno, ciclopropano, acetaldehído, etc., que pueden ser refinerías de petróleo, complejos petroquímicos, plantas de refrigerantes, etc.

Grupo D: Lugares donde pueden encontrarse gasolina, hexano, nafta, butano, propano, alcohol, bencol, vapores de solventes para lacas, gas natural, etc. Estos se pueden encontrar en plantas químicas, fábricas de resinas, industrias de plásticos, gasolineras, fábricas de pinturas y barnices, fábricas de cosméticos, laboratorios farmacéuticos, etc.

Para Clase II, Divisiones 1 y 2.

Grupo E: Ambientes que contienen polvos de metales ligeros incluyendo aluminio, magnesio y sus aleaciones comerciales y otros metales similares.

Grupo F: Ambientes conteniendo polvo de carbón negro, antracita o polvo de coque.

Grupo G: Ambientes conteniendo harinas, almidón, polvo de granos.

La extensión de áreas peligrosas se hace considerando las características físicas de las sustancias que son liberadas, la tendencia de los vapores a dispersarse en la atmósfera y a que los gases más ligeros que el aire se difundan rápidamente excepto en espacios cerrados donde con frecuencia se producen mezclas explosivas.

Los gases licuables del petróleo incluyen: propano, butano y mezcla de é

tos y son altamente volátiles, considerados con densidades de 1.5 a 2.0 veces la del aire.

Los líquidos inflamables varían en volatilidad, por lo que son definidos por la N. F. P. A. (National Fire Protection Association), como aquellos líquidos que tienen un punto de ignición inferior a 93 °C y una presión de vapor de aproximadamente 2.82 kg/cm².

La identificación y extensión de las áreas en el Reglamento de Petróleos Mexicanos, se norman de la siguiente manera:

a). - División 1.

Toda área de la división 1 deberá considerarse rodeada por una área de la división 2, de extensión suficiente para garantizar la dilución hasta concentraciones no peligrosas, de los gases o vapores inflamables, contenidos en la atmósfera del área de la división 1.

b). - Lugares libremente ventilados y productos más ligeros que el aire.

Una fuente de peligro de productos más ligeros que el aire dará origen a una área rectangular peligrosa división 2 que se extenderá 8 mts. hacia arriba y 5 mts. hacia abajo y hacia los lados a partir de la fuente de peligro. Esto se muestra en la figura 3.1.

c). - Lugares libremente ventilados y fuera de las plantas de proceso.

Cuando existen fuentes de peligro en locales ventilados, como por ejemplo: empaques de bombas, juntas de medidores, mezcladores u otros dispositivos similares que manejen productos que desprendan vapores o gases inflamables, deberá considerarse en cualquier plano vertical una área peligrosa de la división 2 que se extenderá hasta 1.5 mts. de la superficie exterior del dispo-

sitivo, agregándole una área de la misma división de 1 mt. de altura que se extenderá horizontalmente hasta 8 mts. de distancia de la superficie del mismo. Esto se muestra en la figura 3. 2.

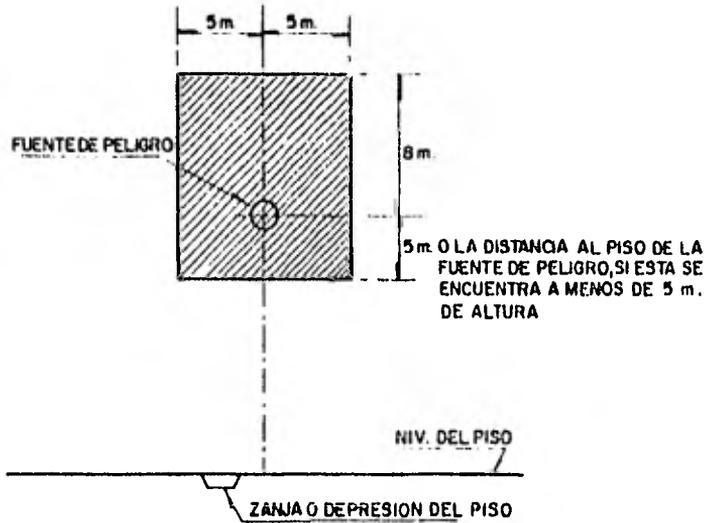
Cuando la ventilación sea inadecuada, las áreas mencionadas deberán considerarse de la división 1 y estarán rodeadas por una área de la división 2 que se extenderá a 3 mts. de la superficie exterior del aparato o dispositivo y horizontalmente hasta 15 mts. de la propia superficie y hasta una altura de 60 cm. también a partir del piso. Figura 3. 3.

d). - Lugares libremente ventilados, con líquidos inflamables a presión.

Las áreas al aire libre que contengan bombas, purgaderos, accesorios de vaciado, medidores y dispositivos similares, colocados en tuberías que lleven líquidos inflamables a presión, se consideran como lugares Clase I división 2, hasta una distancia, en todas direcciones, de 1 mt. de la superficie exterior de los dispositivos mencionados. El área Clase I división 2 también se extenderá 50 cm. por encima del nivel del piso dentro de los 3 mts. horizontales de cualquier superficie de tales dispositivos. Ver figura 3. 4.

e). - Lugares cerrados, con líquidos inflamables a presión.

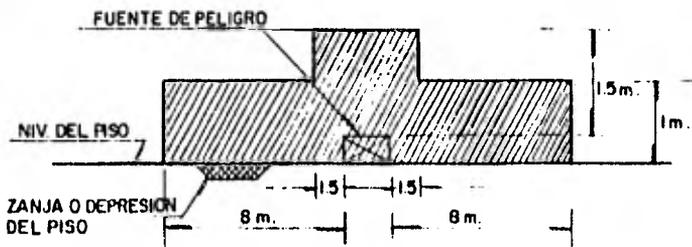
Las áreas interiores, ventiladas adecuadamente, que contengan bombas, purgaderos, accesorios de vaciado, medidores y dispositivos similares, ubicados en tuberías que lleven líquidos inflamables a presión, se consideran como Clase I división 2 hasta una distancia, en todas direcciones, de 1.5 mts. de la superficie exterior de dichos dispositivos. El área Clase I división 2 se extenderá también horizontalmente hasta 8 mts. de cualquier superficie de éstos dispositivos y hasta 1 mt. por encima del piso. Esto se ve en la figura 3. 5.



-  AREA CLASE I, DIVISION 1
-  AREA NO PELIGROSA

AREAS PELIGROSAS EN SITIOS LIBREMENTE VENTILADOS O A LA INTemperIE, EN QUE SE MANEJAN PRODUCTOS MAS LIGEROS QUE EL AIRE

Fig. 3. 1

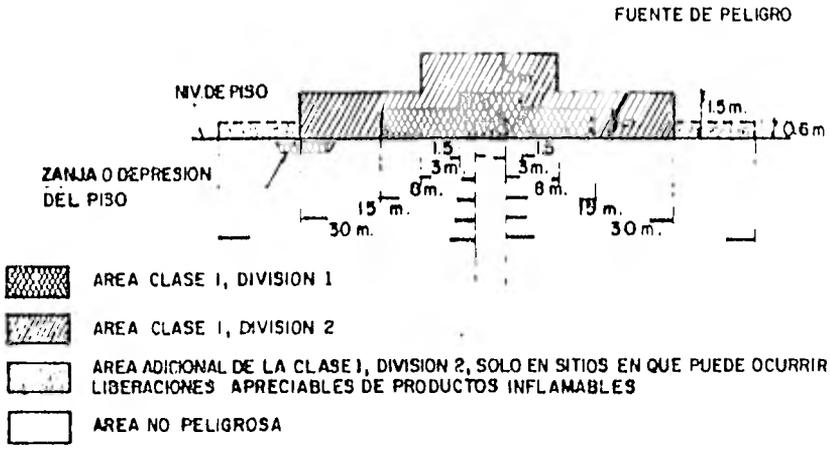


-  AREA CLASE I, DIVISION 1
-  AREA CLASE I, DIVISION 2

AREAS PELIGROSAS EN LUGARES LIBREMENTE VENTILADOS DE LAS PLANTAS DE PROCESO

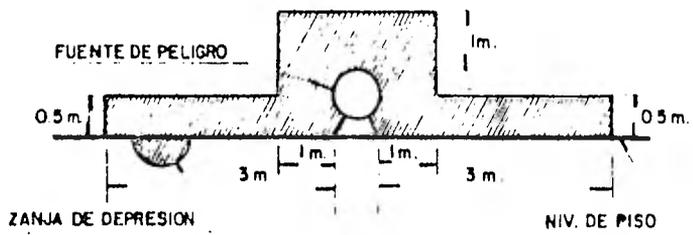
Fig.3.2

CLASIFICACION DE AREAS PELIGROSAS



AREAS PELIGROSAS EN LUGARES MAL VENTILADOS FUERA DE LAS PLANTAS DE PROCESO

Fig. 3.3



AREAS PELIGROSAS EN LAS BOMBAS, DISPOSITIVOS DE VACIADO, MEDIDORES Y OTROS DISPOSITIVOS SIMILARES DE LIQUIDOS INFLAMABLES, INSTALADOS EN LUGARES A LA INTEMPERIE

Fig. 3.4

CLASIFICACION DE AREAS PELIGROSAS

f). - Fosas de Dren.

Todas las fosas, trincheras, zanjas y en general depresiones del terreno, que se encuentren dentro de las áreas de las divisiones 1 y 2, deberán considerarse, como áreas de la división 1 solamente. Cuando las fosas o depresiones no se localicen dentro de las áreas de las divisiones 1 y 2, como las definidas anteriormente, pero que contengan tuberías de hidrocarburos, válvulas o accesorios, deberán clasificarse como áreas de la división 2 en su totalidad.

g). - Bombas.

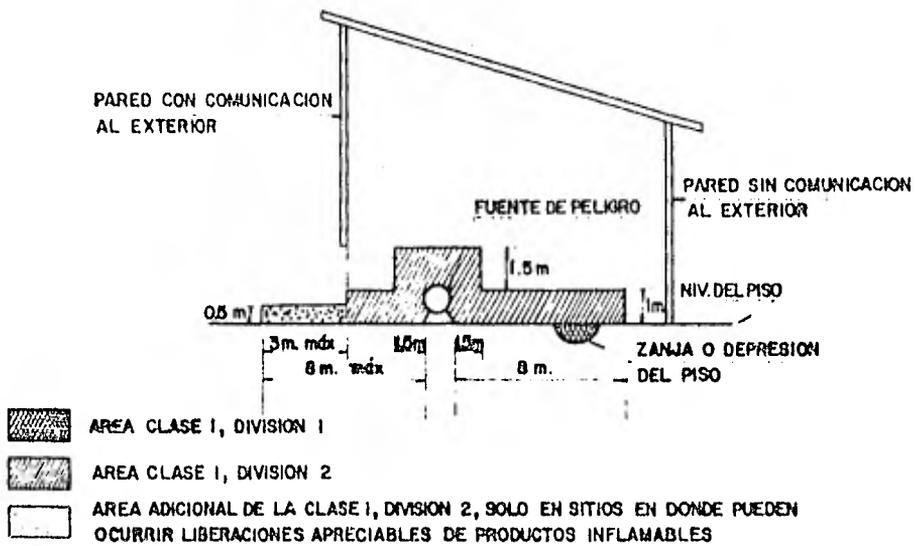
Cuando las bombas se encuentren instaladas dentro de locales libremente ventilados, deberá considerarse que existe una área peligrosa de la división 2 en todo el interior del local. Las paredes del mismo limitarán el área peligrosa, siempre que sea totalmente cerrado y no se comunique por ningún medio al exterior, ya que de hacerlo, deberá prolongarse el área de la división 2, fuera del local hasta una distancia horizontal de 3 mts. de la pared con comunicación al exterior y hasta la altura del techo, debiendo agregarse otra área de la misma división, que se extenderá horizontalmente hasta 15 mts. de distancia de la bomba y hasta una altura de 50 cm. sobre el nivel del piso. Ver fig. 3.6.

h). - Tanques de almacenamiento sobre el suelo.

En los tanques de almacenamiento a presión atmosférica, instalados sobre el piso, que contengan líquidos inflamables, se considerará que existen las siguientes áreas peligrosas. Esto se muestra en las figs. 3.7 a 3.10.

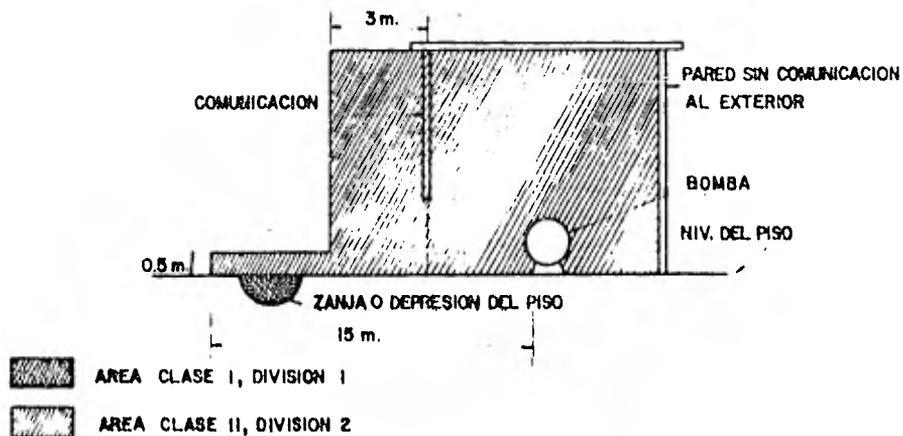
h. 1). - Desde la superficie exterior del tanque hasta una distancia de 3 mts. en todas direcciones, se considerará como área de la división 2.

h. 2). - Cualquier registro abierto, venteo o boca abierta del tanque dará



AREAS PELIGROSAS EN LAS BOMBAS, DISPOSITIVOS DE VACIADO, MEDIDORES Y OTROS DISPOSITIVOS SIMILARES DE LIQUIDOS INFLAMABLES EN LOCALES LIBREMENTE VENTILADOS

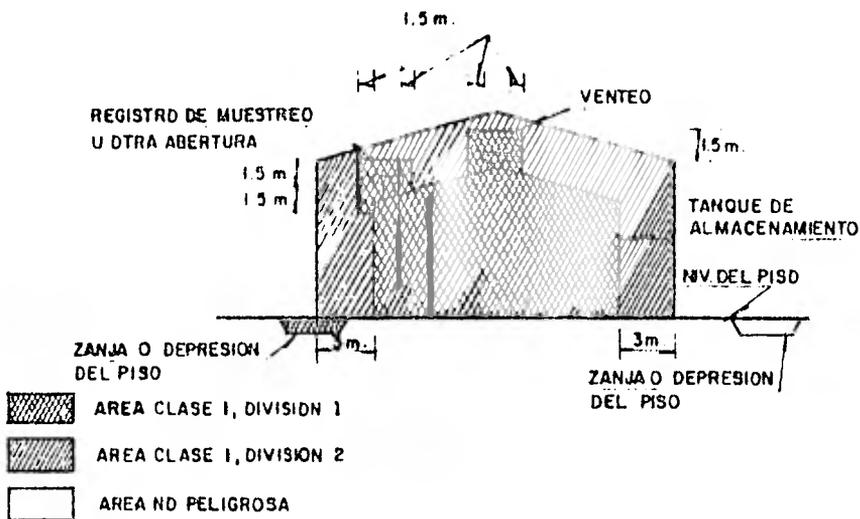
Fig. 3.5



AREAS PELIGROSAS EN LAS BOMBAS DE LOS DUCTOS DE TRANSPORTE DE LIQUIDOS INFLAMABLES INSTALADAS DENTRO DE LOCALES LIBREMENTE VENTILADOS

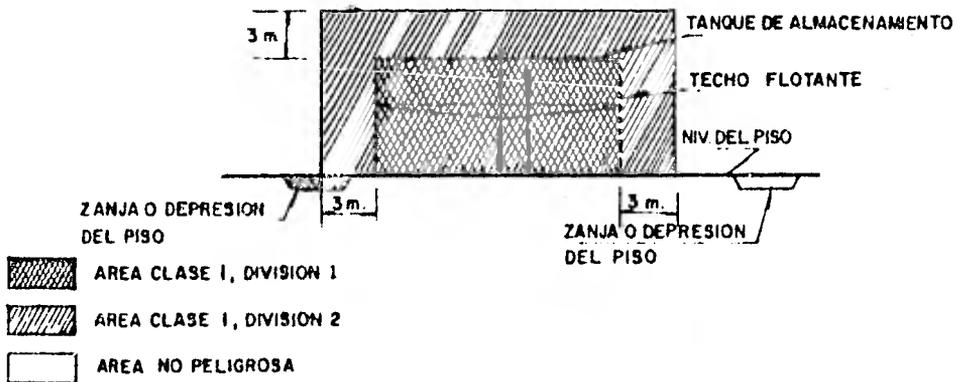
Fig. 3.6

CLASIFICACION DE AREAS PELIGROSAS



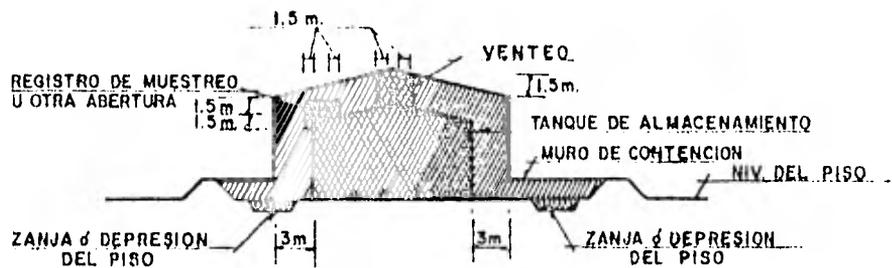
AREAS PELIGROSAS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE TECHO FIJO, SIN MURO DE CONTENCION

Fig. 3.7



AREAS PELIGROSAS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE TECHO FLOTANTE, SIN MURO DE CONTENCION

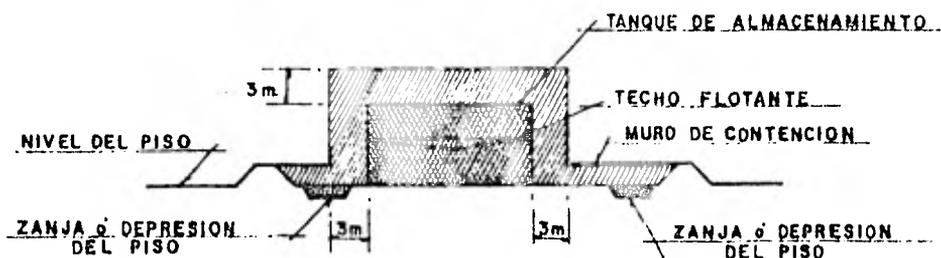
Fig. 3.8



-  AREA CLASE I, DIVISION 1
-  AREA CLASE I, DIVISION 2
-  AREA NO PELIGROSA

AREAS PELIGROSAS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE TECHO FIJO, CON MURO DE CONTENCIÓN

Fig. 3.9



-  AREA CLASE I, DIVISION 1
-  AREA CLASE I, DIVISION 2
-  AREA NO PELIGROSA

AREAS PELIGROSAS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE TECHO FLOTANTE, CON MURO DE CONTENCIÓN

Fig. 3.10

CLASIFICACION DE AREAS PELIGROSAS

origen a una área de la división 1, hasta una distancia de 1.5 mts. en todas direcciones.

h. 3). - Pertenece a la división 1, todo el interior del tanque, y el volumen situado entre el techo y el borde superior del tanque.

h. 4). - Existirá una área de la división 2, que comprenderá en cualquier plano vertical toda el área situada dentro del muro de contención y hasta la altura de éste; y cualquier zanja, canal, fosa o depresión del piso dará origen a una área de la división 1.

i). - Tuberías eléctricas.

Las áreas donde se encuentren instaladas tuberías eléctricas y compartimientos asociados a ellas y que están separados de los fluidos de proceso por un sello o barrera, se clasificarán en la división 2, siempre que el lado de salida de la tubería o compartimientos (registros) se encuentren fuera de las áreas peligrosas.

Otras Consideraciones Importantes.

Cabe mencionar aquí las causas más comunes que provocan incendios y explosión, y la manera de controlarlas por un apropiado diseño del equipo.

Un incendio o una explosión, requiere de tres ingredientes: Combustible, Oxígeno y Calor, cada uno en cantidad suficiente. Cuando el combustible se mezcla con la adecuada proporción de oxígeno, de tal forma que cada molécula de combustible tenga suficiente oxígeno y la temperatura de unas pocas moléculas de la mezcla es elevada arriba de su temperatura de ignición, ocurrirá una combustión instantánea o explosión.

De otra forma, si el combustible se mantiene encerrado y se le aplica ca-

lor el combustible cambiará gradualmente a gas, el cuál al mezclarse con el oxígeno del aire, causará una combustión lenta, es decir, un incendio.

Existen muchas posibles fuentes de calor capaces de provocar la ignición de vapores o la explosión de gases en una planta industrial:

Arcos eléctricos.

Frecuentemente son creados cuando se abren los contactos de interruptores, relevadores, cuchillas, etc. o por la fricción ocurrida al deslizarse las escobillas (carbones colectores) en conmutadores y anillos rozantes de motores y generadores.

Chispas.

Pueden resultar de descargas de electricidad estática o conexiones eléctricas defectuosas. Como ejemplo tenemos los empalmes mal realizados, juntas flojas en tubería conduit o lámparas flojas en sus receptáculos.

Superficies calientes.

Se encuentran en calentadores, resistencias, lámparas, etc. y pueden dar lugar a temperaturas elevadas muy peligrosas. El reemplazar una lámpara por otra con capacidad de disipación de potencia mayor, crea también más calor.

Fallas en los sistemas eléctricos.

Pueden ocurrir como resultado de materiales deficientes, diseño inadecuado o mano de obra de baja calidad. Las fallas de aislamiento pueden ocurrir como resultado del deterioro de alambres y cables durante la instalación o la exposición a atmósferas perjudiciales.

Fuentes no eléctricas.

El choque de partes metálicas ferrosas, que producen chispas, son peli-

lor el combustible cambiará gradualmente a gas, el cuál al mezclarse con el oxígeno del aire, causará una combustión lenta, es decir, un incendio.

Existen muchas posibles fuentes de calor capaces de provocar la ignición de vapores o la explosión de gases en una planta industrial:

Arcos eléctricos.

Frecuentemente son creados cuando se abren los contactos de interruptores, relevadores, cuchillas, etc. o por la fricción ocurrida al deslizarse las escobillas (carbones colectores) en conmutadores y anillos rozantes de motores y generadores.

Chispas.

Pueden resultar de descargas de electricidad estática o conexiones eléctricas defectuosas. Como ejemplo tenemos los empalmes mal realizados, juntas flojas en tubería conduit o lámparas flojas en sus receptáculos.

Superficies calientes.

Se encuentran en calentadores, resistencias, lámparas, etc. y pueden dar lugar a temperaturas elevadas muy peligrosas. El reemplazar una lámpara por otra con capacidad de disipación de potencia mayor, crea también más calor.

Fallas en los sistemas eléctricos.

Pueden ocurrir como resultado de materiales deficientes, diseño inadecuado o mano de obra de baja calidad. Las fallas de aislamiento pueden ocurrir como resultado del deterioro de alambres y cables durante la instalación o la exposición a atmósferas perjudiciales.

Fuentes no eléctricas.

El choque de partes metálicas ferrosas, que producen chispas, son peli-

grosas como fuentes de calor. Para evitar chispas en una máquina donde una pieza gastada pueda golpear una parte estacionaria, alguna de ellas deberá estar hecha de un metal antichispa, tal como el aluminio o el bronce.

Las aspas en los ventiladores de los motores y sopladores son ejemplos típicos de éste caso.

Las superficies de concreto y mampostería que son golpeadas por herra-mientas portátiles u otros objetos también pueden causar chispas. El uso de tales herramientas debe ser restringido en las localizaciones peligrosas y en caso de utilizarse deberán estar hechas de materiales antichispas.

Los incendios también pueden ocurrir sin necesidad de una fuente externa de calor. Los vapores y líquidos inflamables, frecuentemente son calentados arrriba de su temperatura de ignición dentro de equipo de proceso y tubería. Si o-curra una fuga o ruptura en tal sistema, el líquido o vapor que escape, puede incendiarse o explotar espontáneamente al alcanzar el oxígeno del aire exterior.

El equipo a prueba de explosión para uso específico en áreas peligrosas es apropiado y debe estar aprobado por Underwriters Laboratories y listado por grupo en la publicación UL "Hazardous Location Equipment List", en donde se especifica con exactitud la división, clase y grupo en la que cada tipo de equipo puede ser utilizado.

Además los requisitos de UL, exigen que un envolvente a prueba de explosión, debe resistir una presión hidrostática interior que sea igual a cuatro ve-ces la máxima presión de explosión que se pueda desarrollar dentro del mismo.

3. 2. - Equipo Eléctrico en el Area de Turbocompresores, y su Selección Adecuada

para Máxima Seguridad de la Planta.

La apropiada selección del equipo eléctrico adecuado para áreas peligrosas requiere de un amplio conocimiento de los fundamentos de diseño del equipo y un entendimiento práctico de los métodos de instalación.

El equipo que frecuentemente se utiliza para contener explosiones internas sin que ocurran fugas de flamas o gases calientes, incluye las cajas de conexiones, accesorios, tableros de distribución, Centros de control de motores, clavijas y receptáculos (contactos).

Cajas de conexiones y accesorios.

Las cajas de conexiones y accesorios son parte esencial en el tendido de tubería conduit, simplificando las redes o trayectorias, facilitando los cambios de dirección y permitiendo la hechura de empalmes y derivaciones, así como la instalación de conductores.

Centros de Control de Motores, Tableros de Distribución.

El equipo disponible para áreas Clases I y II, incluye interruptores de corriente con calibraciones hasta de 600 amperes, luces piloto, dispositivos auxiliares (p. ej. -estaciones de botones) y arrancadores. La selección de los interruptores deberá hacerse de acuerdo al NEC para proporcionar la adecuada protección contra fallas o sobrecarga del sistema eléctrico.

Los arrancadores y sus elementos térmicos, deben seleccionarse para proteger a los motores contra sobrecargas, pero que también eviten los perjudiciales disparos accidentales.

Los centros de control de motores y/o tableros de distribución normalmente se instalan fuera de las áreas peligrosas ya sea en la subestación o co-

no se hará en nuestro caso, en un edificio independiente.

Las combinaciones interruptor-arrancador para los motores eléctricos se elegirán para clase I o clase II, según su localización.

Los dispositivos auxiliares: estaciones de botones, luces piloto, interruptores selectores, etc. se seleccionarán en cajas individuales o en estaciones de control modulares, según se requiera, para simplificar el alambrado en campo.

En áreas Clase I división 2, se usarán accesorios cuya construcción sea a prueba de explosión para aquel equipo que tenga componentes que produzcan arcos eléctricos.

Equipo de Iluminación.

Para diseñar sistemas de iluminación modernos, se seleccionan lámparas de descarga de alta intensidad, tales como las de vapor de mercurio, aditivos metálicos y vapor de sodio de alta presión. Algunas de éstas lámparas de descarga, tienen una vida útil de hasta 24 000 hrs. y una emisión de 120 a 130 lúmenes por watt. La mayor vida útil disminuye los costos de mantenimiento. El incremento en la emisión luminosa, significa que unas pocas unidades pueden ahora proporcionar mayores niveles de iluminación, reduciendo también costos.

Las luminarias a prueba de explosión con balastro (reactor) integral son menos costosas que aquellos con balastos remotos ya que éstos requieren cantidades adicionales de tubo conduit y cable. Sólo como una alternativa crítica se pueden seleccionar luminarias con balastro remoto, el cuál debe instalarse fuera del área peligrosa.

Las luminarias a prueba de explosión con balastro integral están disponibles para aceptar las lámparas mencionadas. En áreas Clase I división 2, la

la selección adecuada son las luminarias scerradas y con empaque. Estas luminarias no se requiere que sean a prueba de explosión pero deberán tener el bombillo con empaques; el principal requerimiento es , que en cualquier superficie incluida la lámpara, la temperatura de operación no exceda el 80 % de la temperatura de ignición del gas o vapor que pueda estar presente.

Las luminarias usadas en áreas Clase II división 1, deben evitar la entrada de polvo peligroso, y además evitar que éste se acumule en el cuerpo de la lumi naria. En áreas Clase III divisiones 1 y 2 , las luminarias deben seleccionarse de forma que se minimice la entrada de fibras volátiles y no haya fuga de chis-pas. Además la temperatura en su superficie debe estar limitada a 165 °C.

Normalmente las luminarias a prueba de explosión modernas, son diseñadas por los fabricantes, de forma que vienen selladas de fábrica eliminándose la necesidad de usar accesorios especiales de sellado adyacentes a ellas.

Contactos y clavijas.

Estos dispositivos están disponibles para su aplicación en áreas peligrosas, en rangos hasta de 200 amperes y 600 volts. De cualquier forma, para la mayoría de las operaciones en las instalaciones de una estación de compresión los tamaños de 20, 30 o 60 amp. cumplen con sus necesidades.

Los más comunes tipos de contactos y clavijas a prueba de explosión son los de interlock mecánico (seguro) y los de acción retardada. El primer tipo requiere que la clavija se inserte totalmente en el receptáculo y gire para operar un interruptor que lo energiza, quedando asegurada por medio de sello la conexión; la clavija no podrá extraerse hasta que el interruptor haya sido desconectado. El tipo de acción retardada, está provisto de un mecanismo en el

receptáculo que evita que la clavija se extraiga totalmente hasta que la conexión eléctrica se haya roto; esto permite que cualquier arco o chispa se extinga dentro de la cámara de arqueo. De forma similar, al insertar la clavija se sella la cámara de arqueo antes de que se haga la conexión eléctrica.

Los contactos y las clavijas están disponibles para su uso en áreas Clase I y Clase II; sin embargo, UL tiene estos equipos listados en localizaciones Clase II solamente para el grupo G. Aún no se han desarrollado éstos dispositivos para usarse en áreas para los grupos E y F, en dónde existen polvos de materiales conductores.

Tubería y conductores.

Estos no requieren un diseño especial para ambientes explosivos; se usa tubo conduit de pared gruesa (cédula 40), el cuál soporta perfectamente, en caso de que las haya, explosiones internas, gracias a dispositivos que sellan las tuberías impidiendo la propagación de la explosión y a que el tubo tiene la rigidez suficiente para resistirla. Por lo que respecta a los conductores se usan los normales.

Sellos.

Es muy importante en las instalaciones para ambientes explosivos, tener un buen sistema de sellos. En lugares Clase I división 1 y 2, los equipos y dispositivos tales como: motores, controles para motores, contactos, etc. deben estar aislados de los demás elementos del sistema por medio de sellos, con el objeto de que una explosión ocurrida dentro de éstos aparatos, no se comuniquen con los demás a través de las tuberías.

Cuando se tengan dos dispositivos o aparatos conectados por una tubería

que no sea mayor de 1 mt., un sólo sello entre ellos basta, pero si esa distancia aumenta, se colocarán dos a 46 cm. de cada uno de los aparatos o dispositivos.

Cada tubería que salga de una área peligrosa para entrar a una no peligrosa deberá también ir sellada de preferencia saliendo del área peligrosa. El objeto de ésta clase de sello es el siguiente:

a). - La tubería que llega del área peligrosa puede rematar en un apagador ó cualquier dispositivo que produzca chispas en el área no peligrosa, y si no está sellada la tubería, el dispositivo mencionado puede llegar a llenarse de la mezcla explosiva proveniente del lugar peligroso y explotar, dañando el equipo que no es a prueba de explosión por encontrarse en un lugar no peligroso.

b). - La explosión podría viajar através de la tubería al lugar peligroso pudiendo causar la explosión del ambiente, si la instalación no es totalmente a prueba de explosión o existe algún escape o falla en la instalación.

La forma de los sellos es muy variable, según uso y fabricante; la diferencia principal en cuanto a su forma depende de si será colocado en una tubería vertical u horizontal.

Registros eléctricos.

Los registros en pisos de áreas peligrosas no son recomendables del todo porque no es posible evitar la entrada de gases si no se sellan convenientemente, de tal manera que un terminado defectuoso permitirá que se acumule gas entre las juntas o uniones que dejen pequeños huecos. Al ocurrir cambios de temperatura o simplemente cuando se abren para efectuar alguna reparación o revisión puede provocarse una explosión; por lo tanto se debe procurar construir registros en áreas peligrosas en un número mínimo y sellarlos con absoluto cuidado.

CAPITULO 4

CALCULO Y PROYECTO DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS PARA FUERZA
Y SISTEMA DE PROTECCION

4. 1. - Selección de los Niveles de Tensión.

La energía eléctrica se distribuye a diferentes tensiones debido a que ellas tienen aplicaciones de todo tipo. Sin embargo para determinados casos, uno de los niveles de tensión será el más adecuado que los otros. Una buena selección de tensiones afecta positivamente el costo de los equipos y de los cables, así como la obtención de una operación de costo menor y con mejor funcionamiento.

Los principales factores que se deben considerar en la selección de los niveles de tensión, son:

- a). - Magnitud de la carga.
- b). - Distancia de la fuente de suministro al punto de utilización.
- c). - Limitaciones en el rango de tensión de los dispositivos eléctricos por alimentar.
- d). - Tensión de alimentación disponible para futuras aplicaciones.
- e). - Seguridad.
- f). - Normas.

El efecto de éstos factores varía ampliamente para cada sistema de distribución. Las limitaciones en el rango de tensión de los dispositivos eléctricos por alimentar tienen un efecto determinante sobre la selección de los niveles de tensión. Generalmente los equipos de alumbrado, motores fraccionarios, herramientas eléctricas de mano, máquinas de oficina, etc. tienen un rango de alimentación de 110 a 127 volts monofásicos.

En el caso de la elección entre sistemas a 600 volts o 480 volts, la ventaja es del primero pues cuesta del 2 % al 7 % menos. Sin embargo como es difícil obtener equipo que trabaje de 550 a 575 volts la elección debe ser en favor del sistema a 480 volts, cuando se emplean motores a 440 volts o equipo para ésta tensión.

El caso más frecuente ocurre cuando existe la alternativa de elegir entre sistemas a 480 volts o 240 volts. Aquí la ventaja del primero respecto al segundo es que cuesta 25 % menos, pero también debe considerarse que las pérdidas son menores y la caída de tensión en los cables también es menor.

Para éste caso se pueden seguir las siguientes reglas:

a). - En el caso de que por lo menos una tercera parte de la carga pueda conectarse a 480 volts, la elección más adecuada resulta ser el sistema de 480 volts, con transformadores para proveer 220 y 120 volts.

b). - Cuando el promedio de la distancia entre el transformador y la carga es mayor de 60 mts., el sistema a 480 volts resulta más económico, sin importar el porcentaje de la carga a 220 y 120 volts.

Otra ventaja del sistema a 480 volts, es que también pueden obtenerse las ventajas económicas del alumbrado a 277 volts.

El rango de tensiones de motores polifásicos es de 220 a 13200 volts, la tensión recomendable para un motor, desde el punto de vista de diseño y de costo del sistema de distribución, es función de su potencia. Hay que tener en cuenta que en general, resulta más económico tener los motores de 200 HP o menores a 480 volts y que los motores de 40 HP no se fabrican para tensiones mayores de 600 volts. Por tanto, se tienen límites en la potencia de motores para ca

da rango de tensión.

La seguridad también es un factor que afecta la selección de la tensión del sistema en lugares donde se emplean aparatos o herramientas eléctricas portátiles; según los reglamentos se requiere que la tensión en ciertos circuitos de alumbrado y aparatos eléctricos portátiles sea limitada a 150 volts máximos a tierra (ROIE 5-5 y NEC). Donde existen grandes probabilidades de contacto con partes energizadas, tales como armazones de herramientas eléctricas portátiles sin conexión a tierra, lámparas portátiles, etc., se seleccionan tensiones del orden de 32 volts a tierra, ya que tensiones mayores pueden ser fatales.

Los sistemas a 120 volts, raras veces son económicos, sin embargo es común encontrar plantas con poca carga, que en subestaciones individuales no excede los 100 KVA; y si en dichas plantas existe mucho equipo de alumbrado, la mejor solución de alimentación de energía, es un sistema con nivel de tensión de 220/127 volts.

Los motores mayores de 200 HP pueden alimentarse a 4.16 KV o 2.4 KV. En el proyecto que nos ocupa, los motores de 1 HP hasta motores de menos de 200 HP serán alimentados a 440 volts y su control se hará a 220-127 volts.

También para éste proyecto, el alumbrado incandescente y fluorescente, así como los aparatos eléctricos portátiles serán alimentados a 127 volts y el alumbrado con vapor de mercurio o sodio a presión a 220 volts.

4.2. - Tipos de Subestación Eléctrica.

Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos que nos permiten cambiar las características de energía eléctrica o bien nos permiti

ten efectuar maniobras como cierre o apertura de interruptores para modificar la distribución de la energía eléctrica.

Tipos de Subestación Eléctrica.

Según sea el servicio encomendado, se distinguen dos clases de estaciones transformadoras: Principales y Secundarias, siendo éstas últimas las destinadas a alimentar las redes distribuidoras o las instalaciones de abonados de importancia.

Prácticamente se ha convenido en aceptar las siguientes denominaciones de los diferentes tipos de subestaciones:

a). - De Interconexión. - Son empleadas para enlazar dos o más fuentes de energía.

b). - De Transformación Principal. - Son aquellas en las que se realiza la transformación intermedia de la tensión de la línea de transporte hacia la red distribuidora de alta tensión.

En éste tipo de estaciones es frecuente encontrar que también se efectúa la distribución por medio de distintas líneas a la misma tensión que la empleada en la línea de transporte.

c). - De Transformación Secundaria. - Son las que alimentan las redes distribuidoras en baja tensión o las instalaciones de los abonados que por su importancia exijan que el suministro se efectúe por intermedio de un centro de transformación.

d). - De Regulación de Tensión. - Con éstas se regula la tensión o el factor de potencia, por medio de condensadores síncronos o estáticos, reguladores de voltaje o bancos de transformadores con cambiadores de derivaciones automá-

ticos.

e). - Convertidoras. - Convierten corriente alterna de cierta tensión a corriente continua de tensión adecuada para alimentar ferrocarriles u otra carga que requiera ser alimentada de ésta forma.

Con respecto a su ubicación existen los siguientes tipos de subestaciones:

1. - Subestación tipo intemperie.

2. - Subestación tipo interior.

La primera, como su nombre lo indica, es instalada al aire libre, y comprende a su vez dos clases, que son:

Abiertas. - Las cuáles son de gran capacidad y alta tensión.

Cerradas. - Aunque también cumplen para condiciones similares a las de las subestaciones abiertas, generalmente manejan capacidades y tensiones medias, siendo instaladas en el interior de una pequeña área vallada.

Subestaciones Unitarias. - Este tipo de subestación se diseña y construye en la misma forma que los tableros, encerradas en gabinetes metálicos, evitando que las partes energizadas estén expuestas con peligro de accidentes.

El diseño de éstas subestaciones en algunos casos se ha hecho de tal manera que los interruptores en el lado de baja tensión y aún los de alta tensión, se pueden cambiar fácilmente por interruptores de repuesto, cuando alguno sufre desperfectos.

Estas subestaciones formadas por secciones o unidades individuales tienen las siguientes ventajas sobre las subestaciones de tipo abierto:

a). - Se recibe de fábrica completamente lista para montarse en su lugar, ahorrándose tiempo de montaje e instalación.

b). - Seguridad contra accidentes, puesto que todas las partes vivas están dentro de un gabinete metálico y las puertas tienen generalmente una cerradura especial, que se abre únicamente cuando los interruptores se han desconectado.

c). - Economía de espacio, puesto que las subestaciones unitarias son considerablemente más compactas que las subestaciones de tipo abierto a igualdad de potencia.

d). - Mejor apariencia.

e). - Instalación de la subestación cercana a los centros de carga, dentro de la planta sin necesidad de construir locales especiales.

f). - Mejor regulación al sistema, puesto que la proximidad de la subestación a las distintas cargas, reduce las caídas de tensión a un mínimo.

g). - Economía en conductores alimentadores, pues las distancias a los aparatos receptores de la alimentación, son cortas.

h). - Facilidad para cambiar de lugar la subestación.

Las subestaciones tipo interior tienen las mismas características y variantes que las de tipo abierto, con la diferencia de que se instalan a cubierto, en edificios que las aíslan de la intemperie.

4.3. - Proyecto de la Subestación Eléctrica.

Para el proyecto de la subestación eléctrica se seguirá la siguiente secuencia:

- Capacidad
- Arreglo de Subestación y Equipo
- Localización del Centro de Carga

Capacidad

Sistema Primario - 34.5 KV.

La subestación reductora por medio del transformador principal (TR -1) deberá reducir la alta tensión de entrada a la tensión de distribución de la planta. Deberá estar localizada en una área clasificada como no peligrosa, por lo general alejada de la planta y deberá consistir de un cuarto de control eléctrico que contendrá los tableros de distribución, baterías, cargador de baterías y tablero de paro por emergencia. Las características de éste sistema son:

34 500 VOLTS, 3 FASES, 60 HERTZ, 3 HILOS, sistema con neutro a tierra, 1 500 MVA de capacidad interruptiva.

Sistema de Distribución a Centro de Carga - 480 Volts.

La subestación deberá bajar la tensión de acometida a la planta (34.5 KV) a la tensión de utilización (480 V). Deberá ubicarse, de preferencia, próxima al centro de carga de la planta.

El cuarto de control deberá contener el equipo de interrupción a la tensión de utilización y éste dará servicio a las cargas de fuerza de los motores de la planta (bombeo - tablero CCM-1). Una área auxiliar de transformación deberá estar situada tras el cuarto de control y contendrá el transformador TR -2 (alimentado también por el tablero CCM-1), que proporcionará un nivel de tensión menor (220 - 127 volts). Tal área deberá proveerse de las protecciones necesarias y accesorios para la seguridad del equipo y personal.

Las características de éste sistema deberán ser:

3 FASES, 60 HZ, 3 HILOS, con neutro a tierra. Este se origina en el lado secundario del transformador de la subestación (TR -1) y termina en

el sistema de baja tensión en el secundario de TR-2 que va al centro de carga.

Enlace entre Equipos.

(Utilizado en el sistema primario y en el de distribución a centro de carga)

En determinadas condiciones se usa ducto de barras (bus) para conectar los secundarios de los transformadores al interruptor de entrada a tablero. En caso contrario, el cable utilizado se seleccionará de acuerdo a las características de cada planta. Para las tensiones de 4.16 KV hasta 13.8 KV Petróleos Mexicanos utiliza conductores con aislamiento tipo XLPE + Pb + PVC (polietileno vulcanizado + chaqueta de plomo + policloruro de vinilo), o, EPR (etileno propileno) para tensiones mayores. Las canalizaciones deberán cumplir con los requisitos especificados en el sistema de distribución secundaria que se verá enseguida, al igual que los cables para tensión hasta 600 V.

Sistema de Distribución Secundaria - 220/127 Volts.

Las características de alimentación son: 3 fases, 3 ó 4 hilos, 60 Hz, neutro a tierra para los servicios de alumbrado, motores fraccionarios y circuitos especiales de control y fuerza para turbocompresores.

Gabinetes de equipo.

Todo el equipo en sus respectivos gabinetes será el adecuado para las condiciones de servicio previamente especificadas.

El tratamiento a los gabinetes incluirá cuando menos dos manos de pintura anticorrosiva en todas las superficies, previo tratamiento de bonderizado. El acabado será de acuerdo a normas RP-6 y RA-21 de Pemex como ya se mencionó.

Todas las partes sin pintar, como contactos, brazos de operación, etc., se tratarán con zinc o cadmio, o algún tratamiento similar.

Tablero General de Distribución.

Para los interruptores de los transformadores y los demás interruptores, que se instalarán dentro del cuarto de control, el montaje deberá proyectarse en secciones que formen una unidad de tableros que serán de tipo removible.

Cuando un interruptor sea de instalación a la intemperie, deberá seleccionarse de acuerdo con la clasificación de áreas peligrosas, condiciones climatológicas adversas y del ambiente normal.

Conductores.

El calibre de los conductores en ningún caso será menor al determinado por las tablas del NEC y según lo determinen los cálculos por corriente y caída de tensión, corregidos por temperatura y agrupamiento.

Se usará cable calibre No. 12 AWG, como mínimo para las instalaciones de fuerza y alumbrado.

Los conductores hasta 600 Volts, serán con aislamiento tipo THW, con temperatura máxima de operación de 90°C en ambiente seco y de 75 °C en ambiente húmedo.

Caída de Tensión permisible.

La caída de tensión permisible desde los transformadores hasta los motores no debe exceder del 4 %. De los centros de carga hasta el circuito de carga más lejano, no deberá excederse del 3 %, basándose en la carga normal de operación, tratándose de alumbrado.

Tubería Conduit.

Se usará tubo conduit cédula 40, clase "A" según norma DGN-J16. En general, deberán emplearse conduit subterráneos para alimentadores de fuerza,

alumbrado y estaciones de botones remotas para activar el paro de emergencia.

En locales peligrosos, todas las conexiones de conduit a interruptores es tación de paro por emergencia y otros equipos que puedan producir chispas o arco, deberán proveerse con un sello, de conformidad con la norma 2. 346. 13 de Petróleos Mexicanos. Previéndose además que existan drenes y respiraderos para prevenir condensaciones dentro de los tubos conduit, según se mencionó en capítulos anteriores.

Para determinar la capacidad de los transformadores, así como del centro de control de motores y tableros de distribución, se partirá de los datos referentes a la demanda máxima de carga, más un 20 % de la misma, por consideración de ampliaciones futuras.

Los factores de demanda se han seleccionado considerando el tipo de carga, así como las características de operación de la misma. El factor de demanda es igual a la relación de la carga total conectada y la demanda máxima de carga, su valor numérico siempre será menor o igual a la unidad.

Por causa de que la cantidad de motores eléctricos en la planta es muy reducido, sus circuitos de interconexión con la fuente de energía serán alojados en una sección típica de un centro de control de motores (CCM-1) y quedará separado de otro tablero de tipo similar (tablero de distribución TDB-1), el cuál contendrá parte del resto de los circuitos para el servicio general de la planta. Mientras que los circuitos que completan el servicio total a la estación de compresión se alojarán en otro tablero de distribución (TDB-2), localizado en el cuarto auxiliar de baterías, independiente del cuarto de control y edificio de servicios.

Determinación de Carga.

La determinación de carga consiste en recopilar los valores de las cargas de los servicios totales que se le proporcionarán a la planta, tales como fuerza, alumbrado, control y servicios auxiliares, para que en base a éstos valores estimados se seleccione la capacidad del o de los transformadores que satisfagan las necesidades de la misma.

Para la cuantificación de las cargas, la Gerencia de Ingeniería de Proyecto proporcionará los valores de las cargas correspondientes al sistema de fuerza para turbocompresores, las que se anotan enseguida.

En el siguiente listado se da una relación de la capacidad de los equipos instalados en la planta:

CENTRO DE CONTROL DE MOTORES (CCM-1)

Alimentación a motores eléctricos (C. A.) para:

Bombas Contra incendio (dos)	<u>125</u> HP c/u
------------------------------	-------------------

Bombas Fosa de Aceite (tres)	<u>25</u> HP c/u
------------------------------	------------------

TABLERO DE DISTRIBUCION (TDB-1)

TDB-1a: Alimentación a tanques degasificadores y

consolas de control en 7 turbocompresores

(Nos. 1 a 6 y VB)	<u>2.0</u> KW c/u
-------------------	-------------------

TDB-1b: Alimentación a 8 cargadores y bancos de

baterías (Nos. 1 a 6, VB, TPE)	<u>1.5</u> KW c/u
--------------------------------	-------------------

Alumbrado interno, 7 turbocompresores	<u>0.4</u> KW c/u
---------------------------------------	-------------------

Alimentación al tablero de paro por

emergencia (TPE-1)	<u>2.0</u> KW c/u
Alumbrado en cuarto de control y edificio de servicios	<u>2.6</u> KW totales
Contactos en cuarto de control y edificio de servicios	<u>3.3</u> KW totales
Aire acondicionado	<u>1.5</u> KW totales
TDB-1c: Alumbrado exterior en 21 postes	<u>1.725</u> KW c/u
Alumbrado en área de 13 turbocompresores	<u>4.188</u> KW totales
TABLERO DE DISTRIBUCION (TDB-2)	
TDB-2a: Alimentación a tanques degasificadores y consolas de control en 6 turbocompresores (Nos. 7 a 12)	<u>2.0</u> KW c/u
TDB-2b: Alimentación a 6 cargadores y bancos de baterías (Nos. 7 a 12)	<u>1.5</u> KW c/u
Alumbrado interno en 6 turbocompresores	<u>0.4</u> KW c/u
Alumbrado en cuarto auxiliar de baterías	<u>1.95</u> KW totales
SUMA TOTAL DE KW	337.813 KW

Por lo tanto la carga total estimada es de 337.813 KW más un 20 % de aumento de carga futura:

$$337.813 \times 1.20 = 405.375 \text{ KW}$$

Esta carga estimada se considera que operará con un factor de potencia de 0.85, que es el factor normal de operación del sistema de alimentación de la planta.

A continuación se calculará la potencia en KVA , necesaria para satisfacer la demanda requerida por la planta:

$$KW = KVA \cdot \cos \theta \quad \text{donde: } \cos \theta = 0.85 = \text{f. p.}$$

$$\text{entonces: } KVA = \frac{KW}{\text{f. p.}} = \frac{405.375}{0.85} = 476.512 \text{ KVA}$$

La potencia calculada en KVA, deberá ser proporcionada por un transformador tipo comercial de 500 KVA. Con relación de transformación: 34.5 KV / / 480 V.

Para el rango de capacidad de éste transformador se recomienda el enfriamiento tipo: OA (sumergido en aceite con enfriamiento propio)

El transformador será trifásico, con las características antes descritas, además de ser la conexión de sus devanados: DELTA (primario) - ESTRELLA (secundario) con neutro aterrizado. Su leyenda de identificación será TR-1.

Otra forma de calcular la capacidad de TR-1 y confirmar que es adecuada, es aquella donde se hace intervenir el factor de demanda, que según la operación de la planta se ha determinado por PEMEX en 0.7 , a causa de que las bombas contraincendio se emplearán en caso de emergencia para auxiliar plantas adyacentes a la Estación de Compresión motivo del proyecto.

$$\text{Demanda Máxima} = \text{Carga instalada (KVA)} \times \text{Factor de Demanda}$$

(donde la carga instalada incluye los circuitos disponibles)

$$\text{Demanda Máxima} = \underline{480} \text{ KVA} \times 0.7 = \underline{336} \text{ KVA}$$

Por lo tanto considerando una reserva de 20 % para cargas futuras, la capacidad del transformador principal TR-1 será de:

$$\text{Capacidad Transformador} = \underline{336} \text{ KVA} \times 1.20 = \underline{403.2} \text{ KVA}$$

Eligiendo el valor comercial más próximo la capacidad del transformador principal será de 500 KVA.

Sistema de alimentación secundaria.

La tensión de suministro en 220/127 V, será proporcionada por medio de otro transformador identificado como TR -2, el cuál se ubicará atrás del cuarto de control en el edificio de servicios y servirá para alimentar a dos centros de cargas identificados como tableros de distribución: TDB-1 y TDB-2, ver Diagrama Unifilar en el plano correspondiente (anexo final del trabajo presente), que a su vez alimentarán al equipo (fuerza), sistema de alumbrado y servicios auxiliares de la estación de compresión, cuya carga según se estimó antes, es de : 77.813 KW conectados, ó 97.266 KVA. Entonces el transformador será trifásico con una capacidad de 112.5 KVA con devanado primario en conexión Delta a 480 V y devanado secundario en conexión estrella a 220-127 V. Sumergido en aceite con enfriamiento propio (tipo OA). También con neutro aterrizado.

A continuación se describen los tipos de suministro de energía y en base a éstos, se puede discernir cuál será más conveniente usar para la subestación.

Arreglo de Subestación y Equipo

El suministro de energía eléctrica es un servicio que debe proporcionarse con calidad y para conseguirlo debe llenar las características óptimas de continuidad, regulación y flexibilidad. Esto ha dado lugar a una serie de arreglos y configuraciones en los sistemas de distribución, que se aplican de acuerdo con el tipo de carga por alimentar, la importancia de los consumidores, la densidad de carga existente, etc. Estos arreglos se describen someramente enseguida

a) Sistema Radial Simple

Los alimentadores para éste tipo de arreglo por sus características constitutivas y de operación, son definidos por una única trayectoria de corriente entre la fuente de alimentación y la carga. Este sistema se emplea en la mayoría de los casos (aproximadamente un 60 %) en la industria; sin embargo, si por alguna razón el cable primario o el transformador deben ser retirados del sistema, todo el equipo quedará fuera de servicio. La ventaja que presenta éste arreglo, es que el costo inicial de sus elementos es bajo. Ver diagrama en fig. 4. 1.

b) Sistema Secundario Selectivo.

Este arreglo es equivalente a dos instalaciones radiales paralelas, pero incluye un interruptor de enlace normalmente abierto, localizado entre los dos buses secundarios. Presenta mayor continuidad de servicio que el sistema radial simple, ya que puede ser retirado un transformador, alimentándose las cargas que contenga la instalación de que se trate con el otro transformador. También aumenta la flexibilidad en la operación y en mantenimiento, pero el incremento del costo inicial con respecto al del sistema radial es mayor. Ver diagrama en fig. 4. 2.

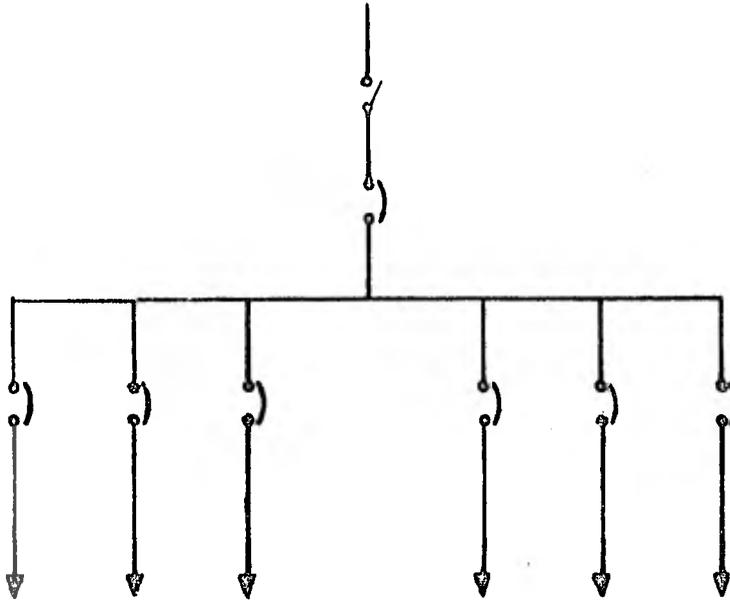
c) Arreglo de Enlace Secundario

Esta disposición es similar a la de secundario selectivo, con la excepción de que no existe el interruptor de enlace normalmente abierto. Aquí los secundarios de dos o más transformadores se hallan en paralelo, o puede haber un interruptor de enlace normalmente cerrado, entre los dos buses secundarios.

En el caso de que uno de los alimentadores primarios o de los transformadores tenga una falla en el circuito correspondiente, es desconectado automáticamente

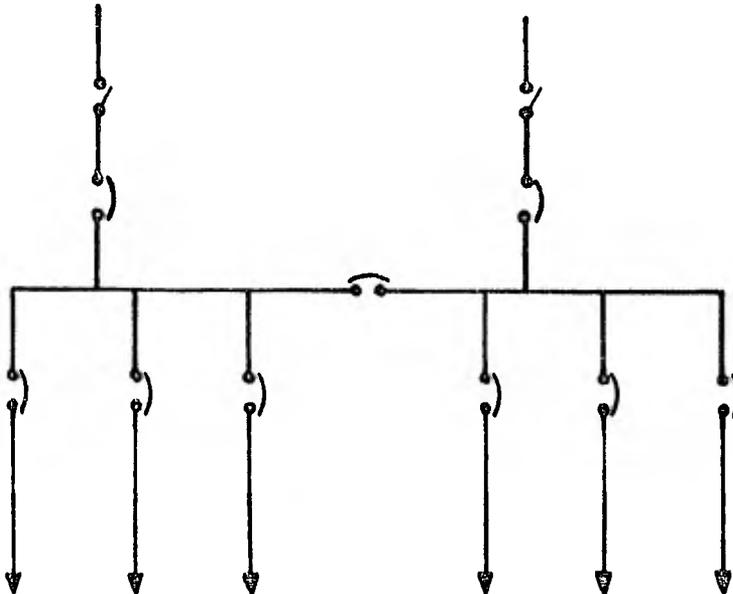
a) SISTEMA RADIAL SIMPLE

fig. No. 4.1



b) SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO

fig. No. 4.2



mente al abrirse los interruptores primario y secundario del mismo, obteniéndose en ésta forma la continuidad del servicio, al ser alimentadas desde el otro transformador las cargas conectadas. Este arreglo es más grande y costoso que cualquiera de los anteriores, debido a que los interruptores de los alimentadores deben tener capacidad suficiente para manejar las corrientes de corto circuito acumuladas de dos o más transformadores. Fig. 4. 3.

d) Arreglo Primario Selectivo

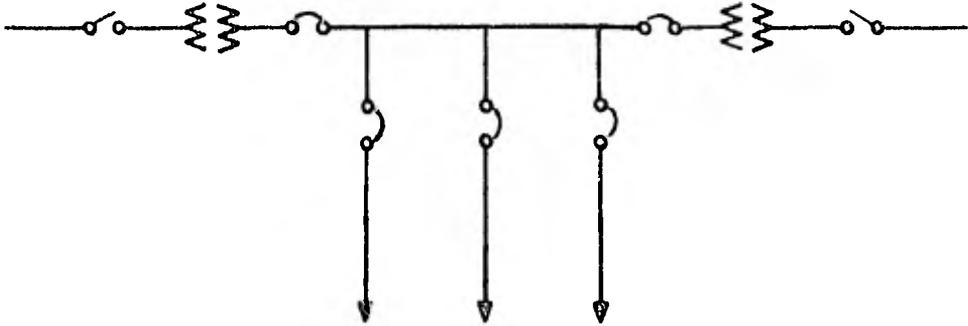
Este arreglo es similar al radial simple, excepto que se proporcionan dos fuentes de energía en el lado primario. Este arreglo demanda la instalación de un interruptor selector, el cuál tiene un entreenlace del tipo de cerradura con el interruptor secundario a manera de evitar la operación de los desconectores primarios bajo carga. Los inconvenientes de éste sistema son parecidos al del sistema radial simple, ya que depende de un sólo alimentador. Fig. 4. 4.

En las instalaciones de Petróleos Mexicanos es muy usual el sistema secundario selectivo, porque los procesos que se llevan a cabo en sus distintas plantas requieren de alto grado de seguridad, flexibilidad y posibilidad de expansión.

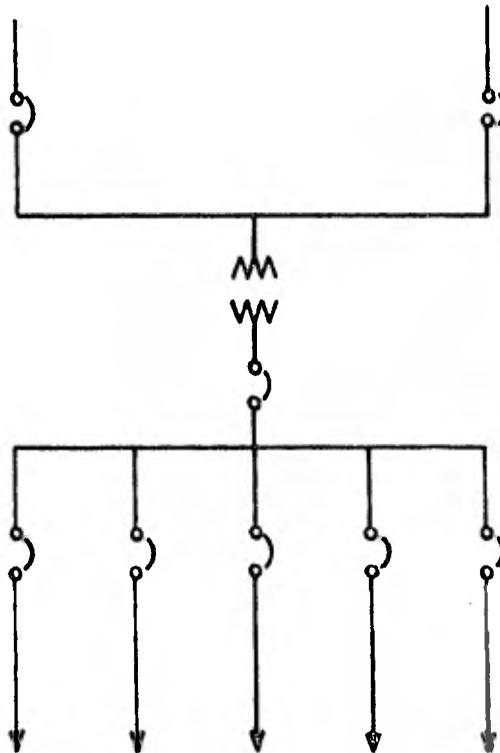
En la Estación de Compresión de éste proyecto se ha seleccionado el arreglo radial simple para la subestación eléctrica porque la carga conectada no operará en su totalidad sino en muy contados casos, lo cuál da confiabilidad de operación en las cargas manejadas por la instalación elegida, aparte de resultar más económica.

En el empleo de la energía eléctrica, bien sea para fines industriales, comerciales o de uso residencial, intervienen una variedad de máquinas y equipo

c) SISTEMA DE ENLACE SECUNDARIO
fig. No. 4.3



d) SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO
fig. No. 4.4



eléctrico, por lo tanto una subestación eléctrica no es más que una de las partes que interaccionan en el proceso de generación-consumo de la energía eléctrica. Esta se puede definir como un conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características de la energía eléctrica (voltaje, corriente, potencia), o bien conservarlas dentro de ciertos rangos o valores.

Como en toda subestación de cualquier tipo, el equipo de mayor importancia son los transformadores, sean de potencia o de distribución; éstos se sujetarán a las condiciones siguientes:

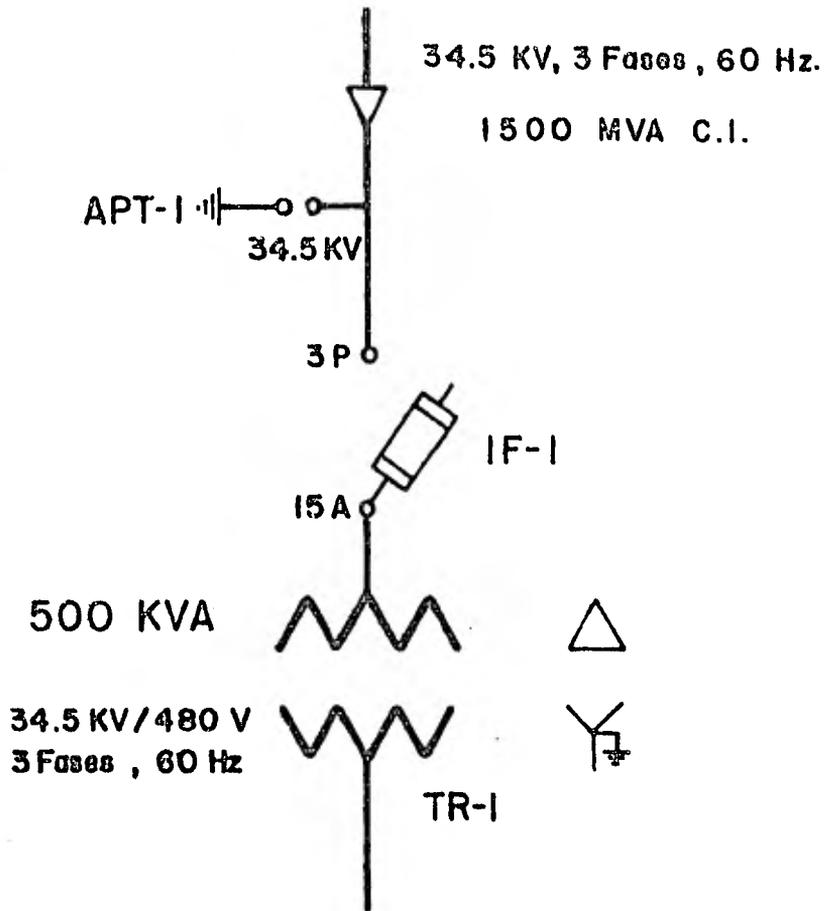
i) El transformador deberá apegarse a las necesidades de operación, como son: voltaje, frecuencia, altura sobre el nivel del mar, número de fases, relación de transformación, capacidad, etc.

ii) Proveerlo de una protección adecuada (ver fig. 4.5).

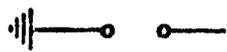
iii) En cuanto a instalación ésta debe diseñarse de manera que ocupe un mínimo espacio con el objeto de tener accesibilidad para maniobras y trabajos de mantenimiento futuros.

Analizando el transformador desde el punto de vista de operación normal, el equipo deberá tener un porcentaje de margen adecuado (20 o 25 % de la carga total) para soportar la carga correspondiente, de otra forma, éste podrá llevar siempre un exceso y entonces se tendrán que adoptar medios para evitar sobrecalentamientos excesivos en los devanados. La solución radica en el tipo de enfriamiento que se seleccione, ya que todo aumento en su capacidad nominal, traerá como consecuencia un aumento de temperatura en su interior, el tipo de enfriamiento debe ser adecuado a los rangos de capacidad del transformador pues de ello depende la vida útil del equipo.

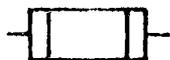
ACOMETIDA CFE



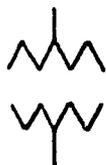
S I M B O L O S



APARTARRAYOS AUTOVALVULAR
MONOFASICO



ELEMENTO FUSIBLE



TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
TRIFASICO

fig. 4.5

Localización del Centro de Carga

Los centros de carga son conjuntos de equipo para fuerza y alumbrado, instalados dentro de estructuras con cubiertas metálicas y ensamblados en grupo, con dispositivos para protección, medición y control, tales como contactores, interruptores, transformadores de medición, botones pulsadores, etc.

El centro de carga será localizado de acuerdo con las especificaciones que se dieron en el capítulo 3, es decir, que deberá estar en una área no peligrosa y quedar lo más cerca posible de los centros de consumo para así lograr abatir los gastos en la inversión de mano de obra y materiales.

El cuarto de control alojará el mecanismo de interrupción general a la tensión de utilización, centro de carga de motores en baja tensión, equipo de medición y protección, transformadores derivados y tableros de distribución.

Ahora bien, como el conjunto de unidades que integran la planta están ligados por la forma en que se desarrolla el proceso, es conveniente determinar el centro de carga de cada una de éstas con respecto al punto donde se tomará la energía, que en éste caso será la propia subestación receptora.

En una instalación eléctrica se llama "Centro de Carga" al punto en el cuál se considera que están concentradas las cargas parciales de todo un sistema; o, dicho de otra forma: centro de carga es el punto donde se considera una carga equivalente, igual a la suma de todas las cargas parciales, lo que en realidad representa el centro de gravedad si a las cargas eléctricas se les trata como masas.

Una forma teórica de saber la localización del centro de carga es la siguiente:

Cuando las cargas parciales de una instalación eléctrica no están so-

Linha de Acometido
 34.5 KV
 1500 MVA
 Nivel de Corto Circuito

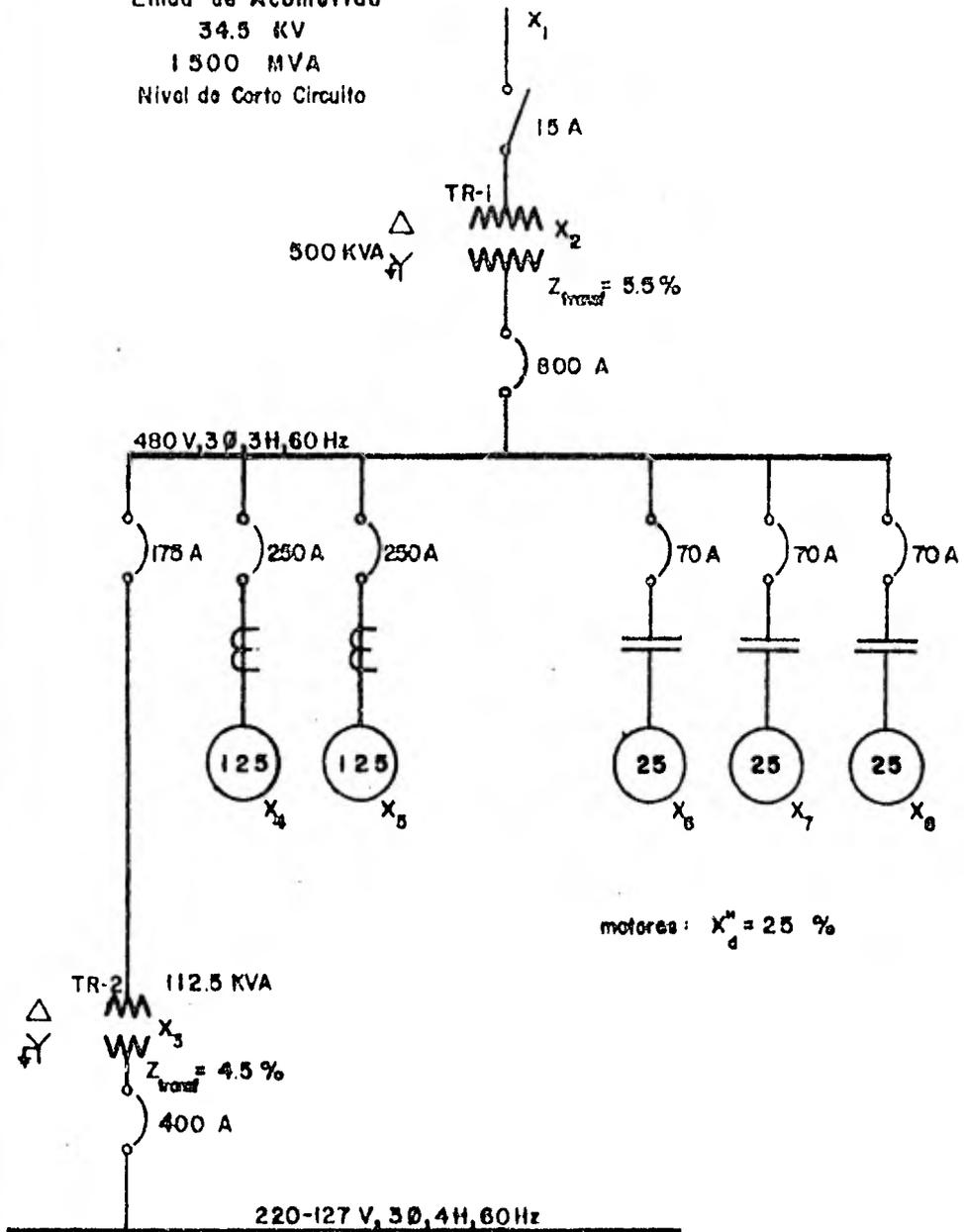


fig. 4-A

4. - Reactancia equivalente en % de los motores (2) de 125 HP (considerando 1 HP = 1 KVA):

según (4-6), $X (\%) = \frac{KVAbase}{KVAmotor} \times X''_d (\%)$, donde: $X''_d (\%) = 25 \%$

entonces: $X_4 (\%) = X_5 (\%) = \frac{1\ 500}{125} \times 25$; así, $X_4 (\%) = X_5 (\%) = 300 \%$

5. - Reactancia equivalente en % de los motores (3) de 25 HP:

también, $X''_d (\%) = 25 \%$

$X_6 (\%) = X_7 (\%) = X_8 (\%) = \frac{1\ 500}{25} \times 25$; $X_6 (\%) = X_7 (\%) = X_8 (\%) = 1\ 500 \%$

4.º - Con los valores de las reactancias referidas a una base y situando el punto de falla, se hace un diagrama de reactancias, el cuál se construye reemplazando cada elemento por su respectiva reactancia e indicando su valor. (Fig. 4-B).

5.º - Se reduce el diagrama de reactancias a una reactancia equivalente entre el punto de falla y la fuente de energía. (Fig. 4-B).

Primero se considera el punto de falla F-1 en el diagrama de reactancias para hallar el valor de la reactancia equivalente.

Reduciendo el circuito anterior, se obtiene que el porcentaje de reactancia equivalente es igual a 11.68 % para el punto de falla F-1.

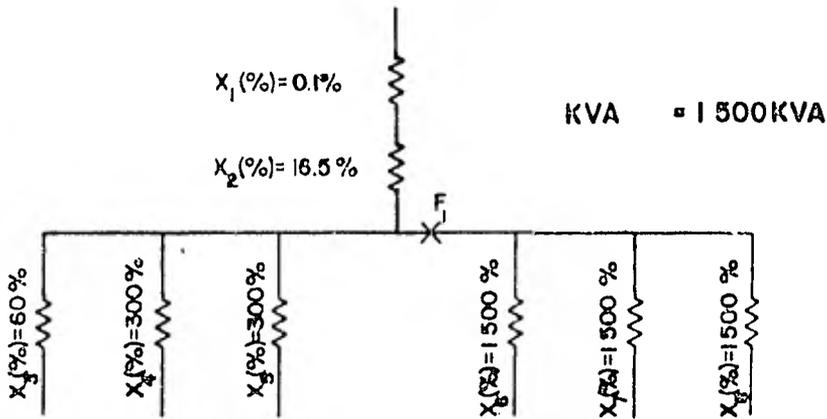
$$X_{eq} (\%) = 11.68 \%$$

6.º - Con la reactancia equivalente ya calculada se determina la corriente de corto circuito, sustituyendo su valor (X_{eq}), en la ecuación (4-4):

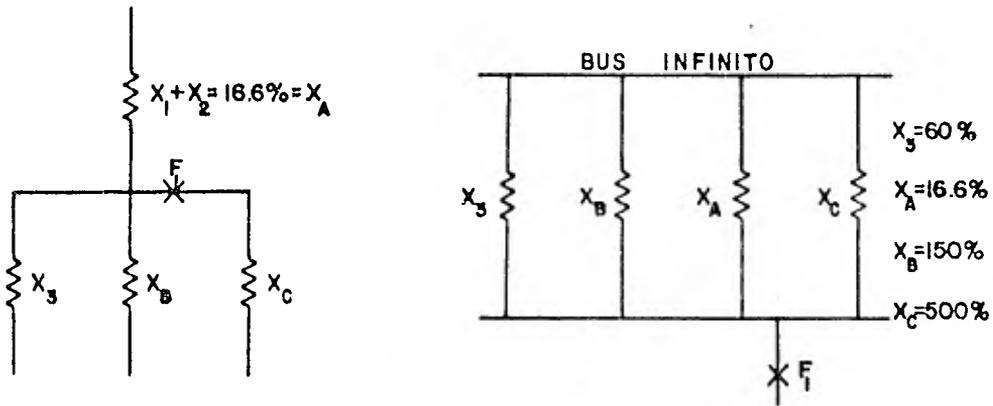
$$I_{cc} \text{ simétrica} = \frac{100 \times KVAbase}{X_{eq} \% \times \sqrt{3} \times KV}$$

sustituyendo valores:

(I) DIAGRAMA DE REACTANCIAS



REDUCCION DEL DIAGRAMA (I)



$$X_B = 1 / (1/X_A + 1/X_0)$$

$$X_C = 1 / (1/X_0 + 1/X_7 + 1/X_8)$$

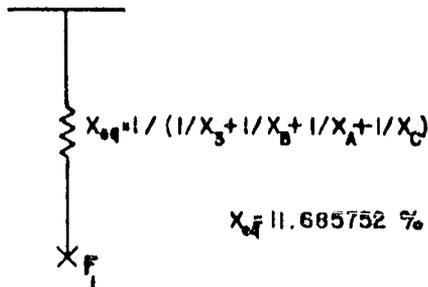


fig. 4-B

$$I_{cc} \text{ simétrica} = \frac{100 \times 1\,500}{11.68 \times 1.73 \times 0.48} = \frac{150\,000}{9.71}$$

de donde: $I_{cc} \text{ simétrica} = 15\,447.1$ Amperes simétricos

Aplicando un factor de multiplicación de 1.25 para considerar la componente de C. D. , se tendrá el siguiente valor de la corriente asimétrica de corto circuito. Sustituyendo en la ecuación (4-5):

$$I_{cc} \text{ asimétrica} = 1.25 \times I_{cc} \text{ simétrica}$$

$$I_{cc} \text{ asimétrica} = 1.25 \times 15\,447.1$$

$$I_{cc} \text{ asimétrica} = 19\,308.875 \text{ Amperes asimétricos}$$

Por consiguiente la capacidad interruptiva mínima que deberán tener los interruptores conectados a las barras de 480 volts del Centro de Carga, será de 19 308.875 Amperes asimétricos ó de 15 447.1 Amperes simétricos.

Las potencias de corto circuito serán entonces:

$$P_{cc} \text{ simétrica} = \frac{KVABase \times 100}{X_{eq} \%} = \frac{1\,500 \times 100}{11.68}$$

$$\text{entonces, } P_{cc} \text{ simétrica} = 12.842 \text{ MVA}$$

por lo tanto,

$$P_{cc} \text{ asimétrica} = 1.25 \times 12.842$$

y finalmente:

$$P_{cc} \text{ asimétrica} = 16.053 \text{ MVA}$$

4.5. - Cálculo y Selección del Equipo de Desconexión.

Un interruptor es un dispositivo que controla el flujo de corriente eléctrica a través de un circuito determinado; éste dispositivo debe cubrir las funciones siguientes:

- a). - Conducir la corriente normal del circuito sin sobrecalentarse.

b). - Debe desconectar sin peligro el circuito, bajo condiciones normales ó anormales.

c). - Proporcionar protección contra sobrecargas.

d). - Proteger contra corto circuito.

En general los interruptores se pueden clasificar en interruptores de potencia o alta tensión y en interruptores de baja tensión. De acuerdo con la manera de detectar la falla de corto circuito o la sobrecarga de corriente, los interruptores pueden ser:

a). - De acción directa.

b). - De acción indirecta por medio de relevadores.

c). - Por fusibles.

En los interruptores de acción directa, los dispositivos de disparo se montan directamente en el interruptor y son asociados para el disparo por acción mecánica directa, en respuesta a la magnitud de corriente. El dispositivo de disparo puede ser operado por la atracción de la armadura, por la fuerza electromagnética creada por la corriente de falla que fluye a través de la bobina en serie ó bien por una tira bimetálica actuada por el calor que genera la corriente de falla, aunque éste último es menos exacto que los relevadores en su característica corriente-tiempo y se usan sólo en pequeñas y medianas instalaciones como protección contra corto circuito; en los interruptores de baja tensión, los dispositivos de acción directa son electromagnéticos, la armadura es actuada por el flujo de corriente que circula a través de la bobina en serie con el circuito, dicha armadura acciona el mecanismo cuya operación rápida es obtenida por medio de un resorte que abre o cierra los contactos del interruptor.

tor en forma simultánea.

El dispositivo de disparo de acción directa tipo térmico, en combinación con el dispositivo de disparo instantáneo magnético, se usan comúnmente en interruptores de baja tensión denominados de caja moldeada, para proveer protección de operación de tiempo retardado cuando la sobrecarga es moderada y operación instantánea para corrientes de corto circuito. El conjunto de éstos dos elementos integran el interruptor termomagnético, los que están armados dentro de una caja aislante que sirve también como bastidor.

Los interruptores con acción indirecta, son accionados por relevadores, los cuáles son instalados en el sistema para detectar la falla y completar el circuito de disparo del interruptor. Los relevadores pueden ser dispositivos que respondan solamente a la magnitud de la corriente ó bien pueden tener una combinación de bobinas de corriente y potencial, para detectar: dirección de corriente, balance de corrientes, diferencia de corrientes, etc., la mayoría de los relevadores operan a través del secundario de transformadores de corriente o potencial. Los relevadores proveen la mejor protección y son contruidos con mayor exactitud que los fusibles o dispositivos de acción directa, además son ajustables tanto en corriente como en tiempo.

Los fusibles son dispositivos operados térmicamente, que combinan las funciones de detección de falla y apertura del circuito en un sólo dispositivo; se usan tanto en alta como en baja tensión, tienen la desventaja de no ser ajustables y de operación lenta en valores bajos de corriente de corto circuito, son menos exactos que los relevadores pero comparables con interruptores de acción directa de baja tensión, cuando se trata de altas corrientes y superiores

a ellos en circuitos de bajas corrientes.

Debido a que se funden en menos de medio ciclo, están sujetos a altos valores de corriente de falla, por consiguiente, se produce el arco, el cuál puede alcanzar su valor de cresta ó pico a menos de que se extinga antes, cuando esto sucede los fusibles se denominan "limitadores de corriente".

La mayoría de los fusibles están autoprotegidos, es decir, que son capaces de extinguir el arco para cualquier valor de corriente dentro de su límite de capacidad interruptiva.

Las características fundamentales de un interruptor para proteger determinado circuito, deben corresponder con su designación de corriente de corto circuito. La designación de corriente nominal y la calibración de los interruptores está en función de los requerimientos de la carga, como a continuación se indica:

Circuitos derivados.

Los interruptores automáticos no ajustables para protección contra sobre corrientes de un circuito derivado que alimente cargas que no sean motores, deberán tener una capacidad nominal de acuerdo con la corriente permisible en los conductores.

Si la corriente permisible en los conductores no corresponde a un in-terruptor de capacidad normal, se usará un interruptor de capacidad inmedia-ta superior, siempre que no exceda del 140% de las corrientes permisibles de los conductores.

Los interruptores ajustables, se calibrarán para que no operen a más del 150% de la corriente permisible de los conductores. En general se conside

ra un 125% de la corriente a plena carga del circuito.

Circuito derivado para un motor.

Puesto que los motores pueden operar con sobrecarga, cuando ésta sea demasiado prolongada, el calor generado puede dañar el aislamiento de los devanados, por consiguiente es necesario que dispongan de protección contra sobrecargas excesivas, protección que debe ser de acción retardada para permitir que fluya la corriente de arranque del motor sin que se abra el circuito; esto se logra empleando elementos térmicos o relevadores térmicos de sobrecarga generalmente del tipo que posee elemento bimetalico.

Alimentador para varios motores. - Este alimentador se protegerá contra sobrecorriente, considerando la corriente nominal del motor más grande por 1,25 (o mas 25%), mas la suma de corrientes a plena carga de los demás motores.

El alimentador para motores y alumbrado se protege contra sobrecorrientes, considerando la corriente nominal del motor más grande por 1.25 mas la corriente a plena carga de los demás motores, mas la corriente a plena carga requerida por el alumbrado.

El ajuste o capacidad del interruptor que protege al primario o secundario de un transformador, no será mayor que el 250% de la corriente nominal.

Para el proyecto presente, la protección de los tablero de 480 V y de 220-127 V se efectuará por medio de interruptores termomagnéticos, de operación manual. Aunque pueden ser operados eléctricamente por medio de relevadores de sobrecorriente de fases y de fase a tierra.

El transformador principal de 500 KVA, 34.5 KV/480 V (TR-1) se prote

gerá en el primario con cuchillas desconectadoras con fusibles de 15 amperes. En el secundario se instalará un interruptor termomagnético de 800 amperes montaje removible. Mientras que el transformador de 112.5 KVA, 480/220-127 V (TR-2) se protegerá en primario y secundario con interruptores termomagnéticos, cuyos respectivos valores son: 175 amperes y 400 amperes (su cálculo se verá más adelante).

Como los arrancadores no proporcionan protección contra corto circuito, ya que solo soportan corrientes hasta 10 veces la corriente nominal del motor, entonces los motores en baja tensión, así como sus alimentadores serán protegidos por medio de interruptores termomagnéticos, como se muestra en el diagrama unifilar, asimismo se utilizarán interruptores termomagnéticos para la protección de los alimentadores a las cargas de alumbrado y fuerza de la estación de compresión.

El interruptor principal será seleccionado tomando en cuenta que irá alojado en el tablero CCM-1, y tendrá las siguientes características: interruptor termomagnético, trifásico de tipo removible y su cálculo se muestra a continuación.

Considerando la capacidad nominal del transformador TR-1 (500 KVA), se determina la corriente de disparo:

$$I_d = \frac{KVA}{\sqrt{3}KV}$$

donde:

I_d = Corriente de disparo

KVA= Capacidad del transformador (nominal)

KV= Tensión entre fases

sustituyendo valores se tiene:

$$I_d = \frac{500}{1.73 \times 0.48}$$

por tanto, $I_d = 601.42$ amperes

Este valor de corriente es para condiciones normales de operación, pero interesa que tenga una capacidad de interrupción mayor para soportar la ocurrencia de anomalías, por lo que se emplea un factor de seguridad del 1.25 o 25% sobre la capacidad interruptiva nominal calculada, o sea:

$$\text{Corriente de interrupción} = I_i = I_d \times 1.25 = 601.42 \text{ amp} \times 1.25 = 751.78 \text{ A}$$

Por los cálculos anteriormente hechos se tiene que el interruptor será de 800 amperes (valor comercial).

De la misma manera los interruptores de los lados activos , de el transformador TR-2 (112.5 KVA), se calculan enseguida:

lado primario

$$I_d = \frac{112.5 \text{ KVA}}{1.73 \times 0.48 \text{KV}} = 135.3 \text{ amperes}$$

$$I_i = 135.3 \text{ amperes} \times 1.25 = 169.1 \text{ amperes}$$

por tanto se elige interruptor de 175 amperes.

lado secundario

$$I_d = \frac{112.5 \text{ KVA}}{1.73 \times 0.22 \text{KV}} = 295.2 \text{ amperes}$$

$$I_i = 295.2 \text{ amperes} \times 1.25 = 369.0 \text{ amperes}$$

por tanto se elige interruptor de 400 amperes.

Se seleccionarán combinaciones interruptor-arrancador a tensión reducida para protección de los motores de 125 HP y de la línea de alimentación al tablero CCM-1, tomando en cuenta que al aplicarles directamente la tensión de

línea demandarían un 250% de la corriente nominal durante el arranque; para encontrar el valor del interruptor se procede como sigue:

1. - Se calcula la corriente nominal (I_n), de acuerdo a la capacidad en HP, el voltaje, número de fases, factor de potencia y eficiencia, del motor.

$$I_n = 746 \times \text{HP} / (1.73 \times E \times E_f \times \text{f. p.})$$

entonces, el interruptor para arrancar cada motor de 125 HP, tendrá un valor nominal de corriente de:

se consideran, los siguientes datos para el motor:

$$\text{Potencia} = \text{HP} = 125 \text{ HP}$$

$$\text{Tensión} = E = 440 \text{ V}$$

$$\text{Eficiencia} = E_f = 0.9 \text{ (dato del fabricante)}$$

$$\text{Factor de P.} = \text{f. p.} = 0.8$$

por tanto,

$$I_n = \frac{125 \times 746}{1.73 \times 440 \times 0.9 \times 0.8} = 169.94 \text{ amp} \doteq 170 \text{ amp}$$

de donde, $I_i = 170 \text{ amp} \times 1.25 = 212.5 \text{ amperes}$

el interruptor seleccionado es de : 250 Amperes (valor comercial)

2. - Teniendo el valor de la I_n , se procede a calcular la corriente de arranque (éste valor puede variar de un motor a otro), para determinar que tipo de arrancador se empleará para su operación:

$$I_{\text{arranque}} = 2.5 \times I_n = 2.5 \times 170 \text{ amp} = 425 \text{ amperes}$$

Se usará entonces un arrancador magnético de C. A. a tensión reducida, tipo autotransformador, para proporcionar un voltaje reducido a las terminales del motor durante el arranque, con elementos térmicos de aleación fusible para una corriente a plena carga de 170 amperes aproximadamente.

Ahora bien, de acuerdo al cálculo anterior y tomando en cuenta que los interruptores no solamente deben cumplir con la corriente normal del circuito, sino que también deben de ser capaces de soportar las corrientes de corto circuito, éste se seleccionó con las siguientes características:

Características de la combinación de arrancador e interruptor para un motor de inducción de 125 HP (93.25 KW)

1. - Montaje : Fijo () , Removible (X)
2. - Tensión : 440 Volts
3. - No. de Polos : 3
4. - Frecuencia : 60 c. p. s.
5. - Potencia del Motor a Controlar : 125 HP
6. - Interruptor : Termomagnético (X), Magnético () , De Fusibles ()
7. - Corriente Nominal : 170 amperes (plena carga)
8. - Corriente de Interrupción Recomendada : 250 amperes
9. - Capacidad Interruptiva al Corto Circuito : 25 000 amperes simétricos
10. - Operación : Manual (X) , Eléctrica ()
11. - Arrancador a Tensión : Plena () , Reducida (X)
12. - Operación (arrancador) : Manual () , Magnética (X) , Reversible () ,
No Reversible ()
13. - Botones en la cubierta : Sí (X) , No () , Arrancar-Parar (X) , Restablecer
(X) , Arrancar-Parar-Atrás ()
14. - Interruptor Selector "Automático-Fuera-Manual" : Sí () , No (X)
15. - Luces Piloto : Sí (X) , No ()

16. - Tensión de Control : 120 Volts
 17. - Transformador de Control requerido : Sf (X) , No ()
 18. - Construcción : NEMA (X) , Sin Caja ()

De forma análoga se calculará el interruptor para los motores de 25 HP:

$$I_n = \frac{746 \times 25}{1.73 \times 440 \times 0.85 \times 0.8} = 35.98 \text{ amp} = 36 \text{ amp}$$

donde, $E_f = 0.85$ f. p. = 0.8

entonces : $I_i = 36 \text{ amp} \times 1.25 = 45 \text{ amperes}$

pero por recomendación de fabricantes de equipo eléctrico se usará un interruptor de : 70 Amperes, en vez del valor más próximo al valor calculado, que es de 50 amp.

Como en éste caso el motor es de menor potencia, el arrancador acoplado al circuito será del tipo de tensión plena y con las mismas características anotadas antes para el interruptor-arrancador anterior (a tensión reducida), excepto las numeradas 5, 7, 8 y obviamente 11.

4.6. - Cálculo de Alimentadores (Cables).

El siguiente procedimiento está destinado a dar las bases de cálculo y selección correcta de los conductores de baja tensión, (600 volts ó menos).

Para seleccionar adecuadamente el calibre de un conductor de baja tensión es importante tener en cuenta los siguientes factores:

- a). - Condiciones de instalación
- b). - Capacidad de conducción de corriente (ampacidad)
- c). - Caída de tensión

La solución correcta de los puntos enumerados, establece el calibre del conductor. La selección del tipo de aislamiento se determina considerando la tensión de operación, las características del lugar en que se instalen los conductores tales como: humedad, temperatura, etc., así como la forma en que quede construída la instalación eléctrica.

En el presente proyecto, las condiciones de operación son críticas y como ya se apuntó, se hará la selección de conductores con aislamiento THW que tiene aceptable resistencia al calor.

La capacidad de conducción de corriente para cada alimentador con determinado aislamiento y tamaño, se basa en la suposición de que la temperatura ambiente es de 30°C y las temperaturas de operación que se indican para el tipo de aislamiento, son las máximas que se pueden alcanzar sin que éste se dañe, y serán alcanzadas cuando el conductor lleve su corriente nominal a una temperatura ambiente mayor a 30°C .

Cuando la temperatura ambiente es superior a 30°C , como en éste caso, la capacidad de conducción de corriente en los conductores decrece de acuerdo con un factor menor a la unidad, que depende de la temperatura ambiente del lugar y del tipo de aislamiento.

Otro factor que reduce la capacidad de conducción, es el agrupamiento de conductores, debido al calor transmitido por radiación, entre ellos mismos.

La selección del calibre de los conductores se hará de acuerdo con la capacidad de corriente requerida por la carga. En general, para cargas que operen continuamente durante largos períodos, como en el caso de alumbrado general, los conductores se calcularán para una tolerancia de 25% sobre la corrient

te nominal. En el caso de alumbrado interior de locales, se considerará un factor de demanda de 100% para cálculo del alimentador. En el caso de motores en que se puedan presentar sobrecargas admisibles, el calibre del alimentador derivado exclusivo para un sólo motor, se calculará con un 125% de la corriente a plena carga; en el caso de un grupo de motores se calculará con el 125% de la corriente a plena carga del motor mayor mas la suma de las corrientes a plena carga de los demás motores, así como de las demás cargas.

Por norma los conductores que alimentan a un motor, tendrán una ampacidad menor del 125% de la corriente nominal a plena carga del motor.

Otro factor que influye al determinar el calibre del conductor es la caída de tensión, ya que cuando ésta es grande, la tensión de operación del equipo será inferior a la nominal, en consecuencia el equipo operará ineficientemente o se quemará. Las normas permiten tolerancias en las caídas de tensión como a continuación se indica:

Alumbrado,	alimentador	2 %
	circuito derivado	1 %
	total	3 %
Fuerza	alimentador	2.5 %
	circuito derivado	1.5 %
	total	4.0 %

Por consiguiente el calibre de un alimentador será igual a aquel que sea capaz de conducir la corriente a plena carga, sin que su temperatura sobrepase la temperatura máxima de aislamiento y la caída de tensión no exceda a los

valores ya indicados.

Como un cálculo representativo se tomará el del alimentador a los motores de las bombas contra incendio de 125 HP, que está suficientemente separado del tablero de distribución CCM-1 (centro de control de motores).

I. - Cálculo por Corriente:

$$I = \frac{746 \times \text{HP}}{1.73 \times E \times E_f \times \text{f. p.}} = \frac{746 \times 125}{1.73 \times 440 \times 0.9 \times 0.8} = 169.94 \text{ amp}$$

de donde I se puede considerar: $I = 170$ Amperes

I = corriente nominal en amperes

HP = capacidad del motor en caballos de potencia

E_f = eficiencia del motor

f. p. = factor de potencia

II. - Datos de Instalación:

Se llevarán tres conductores en un ducto contenido en un banco subterráneo. La temperatura ambiente es de 40°C y la longitud del circuito es de 65 m.

III. - Factores de Corrección:

Los factores de corrección son:

a) factor de agrupamiento (tabla No. 2)

b) factor por temperatura ambiente (tabla No. 1)

los cuáles aparecen especificados en tablas que cada fabricante elabora según características del conductor proporcionado.

Así, el factor de agrupamiento para cables de Condumex en un ducto subterráneo con tres conductores es 0.91, mientras que el factor por temperatura ambiente de 40°C es 0.90. La corriente corregida es entonces:

TABLA No. 1

FACTORES DE CORRECCION POR CAMBIO EN LA TEMPERATURA AMBIENTE (SUPERIOR A 30 °C)

TEMPERATURA AMBIENTE °C	TIPO DE AISLAMIENTO		
	60 °C	75 °C	90 °C
	FACTOR DE CORRECCION		
40	0.82	0.88	0.90
45	0.71	0.82	0.85
50	0.58	0.75	0.80
55	0.41	0.67	0.74
60		0.58	0.67
70		0.35	0.52
75			0.43
80			0.30

TABLA No. 2

FACTORES DECREMENTALES POR AGRUPAMIENTO

No. TOTAL DE CONDUCTORES FACTOR

3	0.91
4-6	0.80
7-9	0.70
10-24*	0.70
25-42*	0.60
Máx-42*	0.50

*Se ha tomado en cuenta el factor de diversidad.

TABLA No. 3

FACTORES DE CAIDA DE TENSION UNITARIA

CALIBRE AWG	SISTEMA MONOF.	SISTEMA TRIFAS.	CALIBRE AWG	SISTEMA MONOF.	SISTEMA TRIFAS.
14	19.5033	16.8903	3/0	0.4782	0.4141
12	12.2663	10.6229	4/0	0.3794	0.3286
10	7.7146	6.6810	250MCM	0.3214	0.2783
8	4.8517	4.2017	300 "	0.2675	0.2317
6	3.0514	2.6426	350 "	0.2305	0.1996
4	1.9191	1.6620	400 "	0.2020	0.1749
2	1.2072	1.0455	500 "	0.1624	0.1406
1	0.9768	0.8459	600 "	0.1362	0.1179
1/0	0.7594	0.6577	750 "	0.1100	0.0953
2/0	0.6024	0.5217	1000 "	0.0843	0.0730

$$I \text{ corregida} = \frac{170}{0.91 \times 0.90} = 207.6 \text{ amperes}$$

Este valor de ampacidad es comparado con el valor más próximo en la tabla de capacidad de corriente proporcionada por el fabricante del conductor y en base a tener tres conductores en ducto y considerando su carga del 100%. De tal forma se encuentra que el calibre más adecuado para satisfacer la capacidad requerida es el # 3/0 AWG, pues soporta hasta 210 amperes.

Características del Cable:

Cable sin pantalla, de cobre suave, estañado, temperatura de operación 90°C, monopolar, cableado clase "B", aislamiento para 600 volts C. A., tipo THW, para ambiente seco 90°C y húmedo y seco 75°C, resistente al aceite y la gasolina o derivados del petróleo, temperatura ambiente 40°C.

IV. - Cálculo por Caída de Tensión:

De acuerdo con lo anterior es importante que una vez que se haya elegido el conductor adecuado por calculo de ampacidad, se recalculen por caída de voltaje con el objeto de verificar si el calibre es el correcto, para ello se emplean las siguientes expresiones:

$$\% \text{ Caída de Voltaje} = \frac{e\% \times L \times I_n}{10 \times V_n} \leq 4\% \dots \dots \dots (1)$$

$e\%$ = % de caída de voltaje (obtenida en tabla de fabricante)(tabla No. 3)

L = longitud del alimentador

I_n = corriente nominal

V_n = voltaje o tensión entre fases

10 = constante

o también se puede emplear ésta otra expresión:

DATOS DE OPERACION DE LOS VINANEL 900 Y NYLON

TABLA IX
(Tabla 310-13 del NEC)

Tabla comparativa entre la ampacidad de los cables UNIPOLARES VINANEL (90°C) y la de otros conductores UNIPOLARES con aislamiento TERMOPLASTICO (60°C) Tipo TW

Tipo de Conductor	Calibre del Conductor	* TERMOPLASTICO 60°C Según Normas NEC 1971		+ VINANEL(90°) Según Normas NEC 1971	
	AWG ó MCM	** 1 a 3 conductores en charola.	** 1 a 3 conductores en ducto o conduit	** 1 a 3 conductores en charola.	** 1 a 3 conductores en ducto o conduit
Alambres y Cables	14	20	15	30	25
	12	25	20	40	30
	10	40	30	55	40
	8	55	40	70	50
Cables Solamente	6	80	55	100	70
	4	105	70	135	90
	2	140	95	180	120
	1	165	110	210	140
	1/0	195	125	245	155
	2/0	225	145	285	185
	3/0	260	165	330	210
	4/0	300	195	385	235
	250	340	215	425	270
	300	375	240	480	300
	350	420	260	530	325
	400	455	280	575	360
	500	515	320	660	405
	600	575	355	740	455
750	655	400	845	500	
1,000	780	455	1,000	585	

* En temperatura ambiente superior a 30°C no deben instalarse termoplásticos para 60°C (ver Tabla)

+ En temperatura ambiente superior a 60°C no deben instalarse alambres y cables VINANEL (ver Tabla)

** 0 un cable tripolar.

$$\Delta V (\%) = \frac{\Delta V}{V - \Delta V} \times 100 \leq 4 \% \dots \dots (2a)$$

en donde:
$$\Delta V = \frac{K \times I_n \times L}{1\ 000} \dots \dots \dots (2b)$$

ΔV = caída de voltaje real

K = constante (obtenida de tabla No. 4) (dada por fabricante)

I_n = corriente nominal

L = longitud del alimentador

1 000 = constante

Para la comprobación del calibre del cable por caída de tensión, empleando la ecuación (1), se tiene que :

datos:

$$e\% = 0.4141 \text{ (obtenido de la tabla No. 3)}$$

$$L = 65 \text{ metros}$$

$$I_n = 170 \text{ amperes}$$

$$V = 440 \text{ volts}$$

sustituyendo valores:

$$e\% = \frac{0.4141 \times 65 \times 170}{10 \times 440} = 1.04 \%$$

Como $1.04 \leq 4 \%$, el calibre calculado por corriente es el adecuado.

Empleando para la misma comprobación las ecuaciones (2a) y (2b) se obtienen los siguientes resultados:

datos:

$$K = 0.40 \text{ (obtenido de la tabla No. 4)}$$

$$I_n = 170 \text{ amperes}$$

$$L = 65 \text{ metros}$$

sustituyendo valores en la ecuación (2b):

TABLA PARA EL CALCULO DE LA CAIDA DE TENSION A PLENA CARGA
EN LOS CABLES VINANEL 900

TABLA No. 4

CALIBRE CONDUCTOR AWG o MCM	CAIDA DE TENSION UNITARIA	
	SISTEMA MONOFASICO*	SISTEMA TRIFASICO**
	MILIVOLTS / AMPERE-METRO	
14	16.8	14.5
12	10.8	9.4
10	6.7	5.8
8	4.2	3.7
6	2.8	2.4
4	1.7	1.5
2	1.2	1.0
1	0.95	0.81
1/0	0.70	0.60
2/0	0.55	0.47
3/0	0.47	0.40
4/0	0.40	0.33
250	0.37	0.31
300	0.32	0.28
400	0.26	0.23
500	0.23	0.20
600	0.21	0.18
750	0.19	0.17
1000	0.17	0.16

* Se consideran 2 cables unipolares en contacto.

** Se consideran 3 cables unipolares en disposición triangular y en contacto , o un solo cable tripolar .

$$\Delta V = \frac{0.40 \times 170 \times 65}{1000} = 4.4 \text{ Volts}$$

sustituyendo ahora éste valor, en la ecuación (2a):

datos,

$$\Delta V = 4.4 \text{ volts}$$

$$V = 440 \text{ volts}$$

$$\Delta V (\%) = \frac{4.4}{440 - 4.4} \times 100 = 1.01 \%$$

También en éste caso se comprueba que el calibre elegido sí es adecuado pues la caída de tensión en por ciento (%) está dentro del límite establecido.

Para el cálculo del resto de los alimentadores de cada circuito en baja tensión, son válidos los lineamientos aquí presentados.

Cables de Energía.

La selección del tipo de aislamiento para los cables de energía, como ya se especificó, será del tipo XLP o EPR. En un cable de energía intervienen elementos constructivos básicos: conductor, aislamiento y cubierta, además dos suplementos, a saber: pantallas y armaduras.

El conductor sirve para conducir la corriente, el aislamiento para soportar el voltaje y la cubierta para resistir la acción del ambiente y el tiempo. Las pantallas eléctricas se adoptan para el control del campo eléctrico en los cables de energía y las armaduras para proteger mecánicamente al cable.

Los factores a considerar en la selección del calibre o sección del conductor son:

a). - Capacidad de conducción a plena carga.

En el cálculo de la capacidad de conducción de un cable aislado, se consi

deran los siguientes parámetros: temperatura máxima permisible del conductor en operación continua, temperatura ambiente, pérdidas en el cable (cobre o aluminio), resistividad térmica del medio a través del cuál se disipan las pérdidas y el factor de carga.

b). - Caída de tensión.

En el cálculo de la caída de tensión se consideran los siguientes parámetros: resistencia del conductor a la temperatura de operación, reactancia inductiva del circuito, corriente a plena carga y longitud del circuito.

c). - Capacidad de sobrecarga.

La cuál es una función de la temperatura máxima del conductor que soporta el aislamiento sin deteriorarse, considerando la temperatura en el dieléctrico, en los recubrimientos del cable y en el medio externo.

d). - Capacidad al corto circuito.

La capacidad de corto circuito de un cable aislado es independiente de la tensión de operación y para su cálculo sólo se considera la sección transversal del conductor, temperatura máxima que soporta el aislamiento en condiciones de corto circuito y temperatura de operación al ocurrir éste.

Para el proyecto actual se determina que el suministro de energía eléctrica será hecho a través de la subestación eléctrica de la planta (SE-1), la cuál recibe alimentación de CFE a una tensión de 34.5 KV y que se localiza según el proyecto, a una distancia de 30 mts. del Cuarto de Control.

Para el cálculo del conductor desde TR-1 en SE-1, hasta el tablero CCM-1 se aplicó la metodología ya descrita y se encontró que la corriente nominal del circuito es de : 601.5 Amperes y la corriente de interrupción elegida por factor

bre un mismo lineamiento, sino que se encuentran distribuidas sin seguir un cierto orden de dirección y distancia respecto a la toma de energía, debe elegirse un sistema de coordenadas cartesianas para calcular el centro de carga, además de investigar las cargas parciales aproximadas para cada una de ellas, así como la distancia a que se encuentran del punto de referencia.

Las distancias aproximadas se tomarán con referencia al área de la subestación receptora como centro de coordenadas.

Recomendaciones:

1) Situar el centro de carga (en éste caso la subestación), con respecto a los dos ejes de coordenadas (X-Y).

2) Determinar las distancias de los centros de cargas parciales a la toma de energía (subestación).

3) Aplicando las siguientes expresiones, encontrar las coordenadas de intersección que definen el centro de carga "verdadero":

$$L_x = \frac{L_{1x} \cdot W_1 + L_{2x} \cdot W_2 + \dots + L_{nx} \cdot W_n}{W_1 + W_2 + \dots + W_n}$$

$$L_y = \frac{L_{1y} \cdot W_1 + L_{2y} \cdot W_2 + \dots + L_{ny} \cdot W_n}{W_1 + W_2 + \dots + W_n}$$

donde:

W = carga parcial conectada, en KW

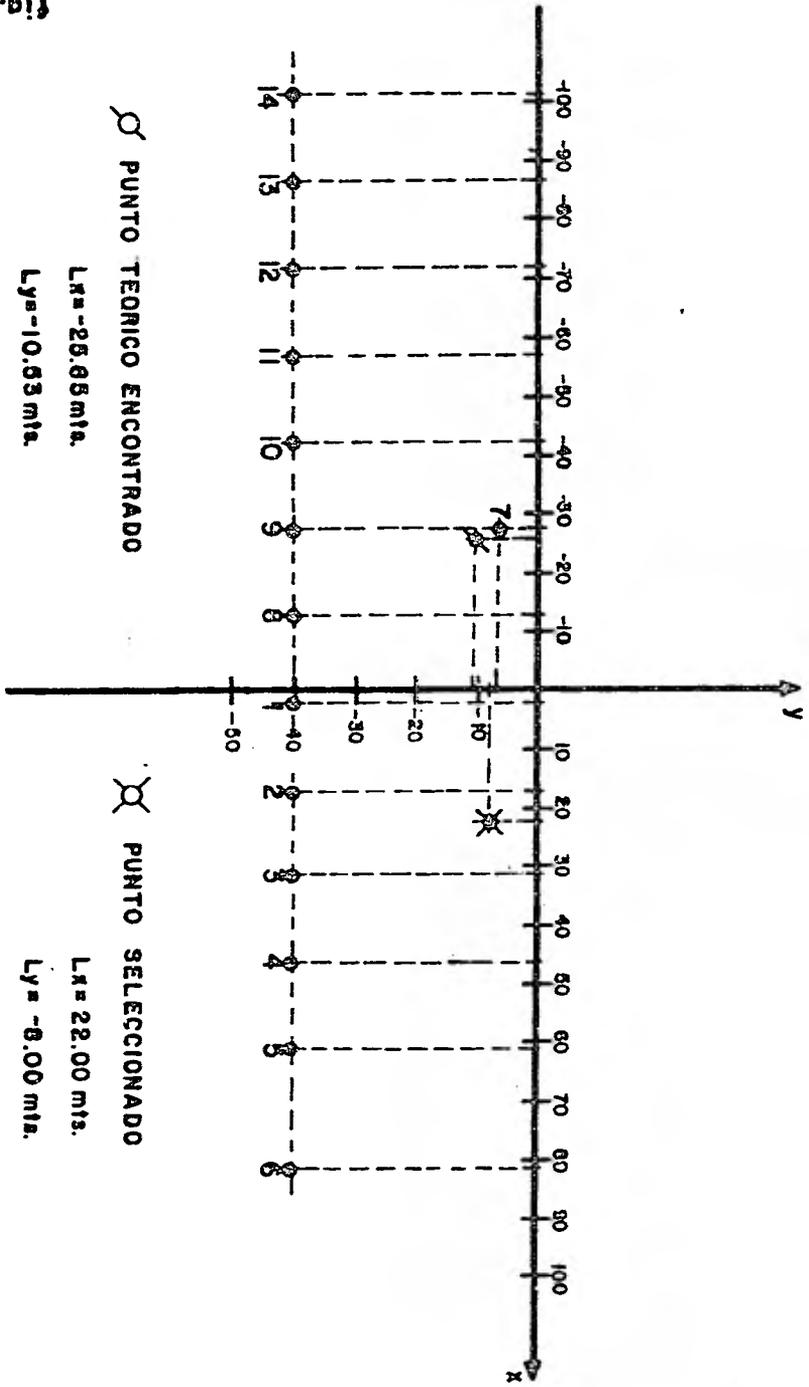
L_x = coordenada x (distancia en mts.) de una carga parcial

L_y = coordenada y (distancia en mts.) de una carga parcial

1, 2, 3, ..., n = carga parcial

De acuerdo a 2), se procedió y se obtuvieron los siguientes resultados:

GRAFICA DE LOCALIZACION DEL CENTRO DE CARGA



Esc. 1 : 100
 Acol. en mts.
 Fig. 4.6

Punto	Carga en KW	Longitud en metros	
		x	y
1	2.4	2.25	-40
2	2.4	17.0	-40
3	2.4	31.5	-40
4	2.4	46.5	-40
5	2.4	61.5	-40
6	2.4	81.5	-40
7	260.0	-27.5	-7
8	2.4	-12.5	-40
9	2.4	-27.5	-40
10	2.4	-42.0	-40
11	2.4	-57.0	-40
12	2.4	-71.8	-40
13	2.4	-86.5	-40
14	2.4	-101.0	-40

Aplicando el inciso 3) se obtienen los resultados siguientes:

$$Lx_{total} = \frac{-7\,529.32}{291.2} = -25.85 \text{ mts.}$$

$$Ly_{total} = \frac{-3\,068.00}{291.2} = -10.53 \text{ mts.}$$

Por lo tanto las coordenadas del centro de carga "verdadero", son:

$$Lx = -25.85 \text{ mts.}$$

$$Ly = -10.53 \text{ mts.}$$

Con los datos anteriores se construyó la gráfica de la fig. 4.6, la cuál

muestra el punto teórico donde debe estar localizado el Centro de Carga del sistema, o verdadero centro de carga.

El centro de carga de la planta deberá quedar localizado lo más próximo al punto encontrado teóricamente, sin embargo en nuestro caso se tendrá que desplazarse aquel por causa de que coincide con la casa de bombas de la estación, es decir en una área de proceso. Y además porque el diseño arquitectónico y de ingeniería civil, por la distribución de calles y edificios, tampoco lo permite.

Físicamente el centro de carga se ubicará lo más cerca posible a la subestación quedando alojado dentro del cuarto de control en el edificio de servicios. Las coordenadas que lo localizan son:

$$L_x = 22.0 \text{ mts.}$$

$$L_y = -8.0 \text{ mts.}$$

Como la estación consta de 13 turbocompresores, se dividirá la alimentación a los mismos por conveniencia del diseño: desde el cuarto de control se proporcionará energía a los primeros 6 turbocompresores (situados a su frente) y al de vapores de balance para inyección de vapor (el cuál trabajará esporádicamente). Los restantes 6 turbocompresores tendrán su propio centro de carga derivado del que se encuentra en el cuarto de control y que se localizará a un costado (aunque no cerca) de la casa de bombas y frente a ellos, en el interior del Cuarto Auxiliar de Baterías. También de ésta forma se evita que por la distancia a que estaría la alimentación desde el cuarto de control, pueda haber una caída de tensión elevada.

4.4. - Estudio de Corto Circuito.

4.4. - Estudio de Corto Circuito.

Los cálculos de corriente de corto circuito juegan un papel muy importante para la correcta selección y protección de los equipos que constituyen el sistema eléctrico y el sistema de proceso alimentado, como por ejemplo una subestación ó sistema de potencia, y, como en el caso que nos ocupa, el control y mando de unidades turbocompresoras.

Un corto circuito se presenta cuando ocurre una falla de aislamiento entre conductores ó entre conductores y tierra. La magnitud de corto circuito está determinada por la capacidad del sistema de generación, de la tensión eléctrica y la longitud de los cables hasta el punto de falla; la interconexión de sistemas tiene por consecuencia un considerable aumento de la magnitud del corto circuito.

Las principales consecuencias de un corto circuito son:

a). - Esfuerzos mecánicos producidos por la corriente de corto circuito, causados por las fuerzas electromagnéticas que se generan entre los conductores, las que son directamente proporcionales al cuadrado de la corriente, por tanto desarrollan esfuerzos considerables, de manera que los conductores y sus propios soportes, como los aisladores, deben ser diseñados para resistir tales fuerzas en caso de producirse un corto circuito.

b). - Esfuerzos térmicos producidos por la corriente de corto circuito inicial y que continúan con la amortiguación de ésta, hasta convertirse en estacionaria. Esta produce en general las mayores cantidades de calor a causa de su duración. Las materias aislantes de máquinas y aparatos, así como los conduc

tores desnudos o aislados que conducen ésta corriente, sufren las consecuencias del calentamiento.

c). - Esfuerzo del interruptor de potencia o principal que corta la corriente de corto circuito producida por la potencia liberada a través del arco (por la interrupción). La capacidad de ruptura del dispositivo, referida a la tensión nominal de la red en que está intercalado, debe ser igual o mayor que la máxima potencia de ruptura calculada.

De lo antes expuesto se deduce que el estudio de las corrientes de corto circuito es necesario, pues de su valor depende la habilidad requerida en los interruptores para que operen satisfactoriamente en caso de una falla, además de que el equipo eléctrico y accesorios en general no sufran deterioros.

La magnitud de la corriente de corto circuito depende de la capacidad de la fuente de alimentación, de la tensión eléctrica, del tamaño de los equipos y las dimensiones físicas de los ductos y cables hasta el punto de falla, por consiguiente la capacidad interruptiva requerida se determina por la corriente de corto circuito disponible en el lugar en que se encuentra instalado el dispositivo de protección del circuito.

Cuando se calcula el corto circuito disponible es de extrema importancia que todas las fuentes que contribuyen al mismo se tomen en cuenta y que así mismo las reactancias de éstas fuentes sean determinadas. Las fuentes básicas que contribuyen a la corriente de corto circuito son:

- a). - Generadores.
- b). - Motores síncronos y condensadores.
- c). - Motores de inducción.

Al ocurrir un corto circuito los generadores continúan generando voltaje debido a que la excitación del campo es mantenida y la máquina primaria que acciona al generador continúa operando a su velocidad normal. La tensión generada produce una corriente de corto circuito de gran magnitud, la cuál fluye del generador al punto de falla; ésta corriente es limitada solamente por la impedancia del generador y el circuito entre el generador y el punto de falla.

El motor síncrono tiene una construcción similar al generador pero normalmente opera en forma inversa transformando la energía eléctrica en energía mecánica.

Al producirse un corto circuito, el motor síncrono actúa como generador, por la inercia de la carga y al disminuir la tensión del sistema el motor libera corriente de corto circuito hacia el punto de falla; la cantidad de corriente dependerá de la potencia del motor, su reactancia, la tensión nominal y la reactancia del sistema al punto de corto circuito.

La inercia de la carga en los motores de inducción hace que se comporten en forma similar al motor síncrono al ocurrir un corto circuito, con la diferencia que en el motor de inducción no existe devanado para excitación con corriente directa, pero en cambio tiene un campo magnético en el rotor producido por inducción del campo del estator, el cuál permanece constante, cuando la tensión aplicada al estator es normal.

Los transformadores no son fuente de corto circuito, pues solamente suministran la corriente de corto circuito generada por motores y generadores, cambiando la magnitud de la tensión y la corriente. La magnitud de la corriente de corto circuito producida a través de un transformador depende de su ten-

sión en el secundario, de su reactancia, la reactancia de los generadores y el sistema hasta las terminales del transformador y la reactancia del circuito desde el transformador al punto de falla.

La reactancia de las máquinas rotatorias no es un valor absoluto como en el caso de transformadores y cables, sino una cantidad compleja que varía en función del tiempo al ocurrir la falla. Sin embargo, por simplificación para el cálculo de corto circuito, se asignan tres valores de reactancias a motores y generadores, las cuáles son:

1. - Reactancia Subtransitoria (X''_d).

Es la reactancia aparente del devanado del estator en el instante en que ocurre un corto circuito y determina el flujo de corriente durante los primeros ciclos en que ocurre la falla.

2. - Reactancia Transitoria (X'_d).

Es la reactancia inicial del devanado del estator, si el efecto de los devanados amortiguadores es despreciado y únicamente el devanado del campo es considerado.

Esta reactancia determina el flujo de corriente después de que la reactancia subtransitoria es controlada. La reactancia transitoria es efectiva hasta medio segundo o más, dependiendo del diseño de la máquina.

3. - Reactancia Síncrona (X_d).

Es la reactancia aparente que determina el flujo de corriente cuando se ha alcanzado un estado estacionario. Esta reactancia es efectiva hasta muchos ciclos después que ocurre la falla; consecuentemente ésta reactancia no es útil para el cálculo de corto circuito, ni para la aplicación de interruptores,

fusibles y contactores, pero es útil para estudio de ajustes de relevadores.

El cálculo de las corrientes de corto circuito se efectúa considerando solamente la componente simétrica de C. A., la corriente total asimétrica se obtiene multiplicando la componente simétrica por un factor, cuyo valor depende de la relación de decaimiento de la componente de C. D., la cuál es proporcional a la relación de la reactancia a la resistencia; ésta relación también varía con el tiempo. En general, en circuitos de más de 5000volts el factor de multiplicación considerando la componente de C. D. es 1.6 veces el valor efectivo de la componente simétrica de C. A. al primer medio ciclo. Para circuitos de 5000 volts o menos donde no hay generación local, el factor de multiplicación para calcular la corriente total al primer medio ciclo es de 1.5 y para circuitos de 600 volts o menos el factor de multiplicación es de 1.25 veces la corriente de corto circuito.

Corto circuito considerado. - Para determinar las corrientes de falla se considerará el corto circuito trifásico, ya que generalmente las magnitudes de la corriente de corto circuito de línea a tierra y de línea a línea son menores que la corriente de corto circuito trifásica; se considera un sistema balanceado, por lo que el estudio se hace por fase, considerando las impedancias de fase a neutro.

Solamente se determinará la corriente de interrupción, pues en casos en que no se tienen grandes cargas de motores, se considera que la corriente momentánea es de 1.6 veces la corriente de interrupción.

Los transformadores, generadores y motores, generalmente tienen una reactancia igual a 5 veces la resistencia, por lo que ésta se desprecia sin error

considerable; en circuitos de menos de 600 volts puede considerarse tanto la reactancia como la resistencia.

Puesto que no se conocen las características de operación de los motores se considerarán agrupados en KVabase igual a los HP nominales y con una reactancia subtransitoria de 20 % para motores de inducción en 4160 y 25 % para motores de inducción menores de 600 volts.

Para el cálculo de las corrientes de corto circuito se hará uso de las siguientes expresiones, correspondientes al Método Porcentual; ya que éste método junto con el Método Por Unidad (p. u.) son los más empleados en sistemas de baja tensión, aunque también pueden aplicarse los métodos de los MVA ó de Componentes Simétricas, cuando se requiera una exactitud mayor en los resultados.

El porcentaje de reactancia se define como el porcentaje de tensión nominal que se produce en la reactancia, en ohms, cuando fluye por ella la corriente nominal. En forma algebraica se tiene:

$$X \% = \frac{I \times X}{E} \times 100 = \frac{\sqrt{3} (I) (X)}{KV \times 10} \quad (4-1)$$

Donde:

I = Corriente de línea en amperes

X = Reactancia o Impedancia al neutro en ohms

$X\%$ = Porcentaje de reactancia

E = Tensión de línea a neutro en volts

KV = Tensión de línea a línea en Kilovolts

De la fórmula de potencia en un circuito trifásico, la corriente es igual a:

$$I = \frac{KVAbase}{\sqrt{3} \cdot KV}$$

Como un dato más en caso de que se desee calcular la reactancia aproximada de un interruptor, ésta es igual a:

$$X = \frac{0.2}{\text{Corriente nominal del interruptor}}$$

Sustituyendo en la ecuación (4-1), la fórmula de potencia en un circuito trifásico, se tiene:

$$X \% = \frac{(X)(KVAbase)}{(KV)^2(10)} \quad (4-2)$$

Conocida la reactancia total referida a determinada base, la potencia simétrica de corto circuito será:

$$\frac{KVAbase}{X \%} = \frac{KVA \text{ simétricos de corto circuito}}{100}$$

Por lo que:

$$KVA \text{ sim. de corto circuito} = \frac{100}{X \%} KVAbase \quad (4-3)$$

La corriente simétrica de corto circuito será:

$$I_{sim.} = \frac{(100)(KVAbase)}{(X \%)(\sqrt{3})(KV)} \quad (4-4)$$

La corriente asimétrica será:

$$I_{asim.} = I_{sim.} \times \text{Factor de multiplicación} \quad (4-5)$$

Para cambiar la reactancia de una base a otra, se hace por simple proporción:

$$(X \%)\text{base 2} = \frac{KVAbase 2}{KVAbase 1} (X \%)\text{base 1} \quad (4-6)$$

Se toman las siguientes consideraciones para el cálculo de la corriente

de corto circuito:

a). -El tablero de 480 volts de alimentación a la planta, estará construido para soportar una potencia de falla de 1500 MVA.

b). -En condiciones normales de operación el tablero de 480 volts, estará alimentado a través de su interruptor principal con alimentación única y en él se tendrá toda la contribución de la carga. Por tanto deberá ser capaz de interrumpir la corriente de corto circuito máxima presente en el punto de falla, sin ser destruido en dicha operación.

Por otra parte, dentro del valor limitante máximo de "n" veces la corriente nominal de corto circuito, el interruptor tiene por norma, un 15 % de capacidad adicional para las fallas monofásicas a tierra que para los otros tipos de fallas.

Con el fin de poder efectuar los cálculos de cortocircuito en este sistema se hace necesario transformar el sistema original a otro equivalente en el cual las impedancias de todas las máquinas queden expresadas en ohms referidas a una base común de voltaje o bien en porcentaje referido a una base común en KVA, para lo que se emplearán las fórmulas antes anotadas.

Procedimiento:

1.º - Se parte del Diagrama Unifilar del sistema, en donde se indican con sus correspondientes símbolos todos los elementos que lo componen, como son: transformador, línea de distribución, interruptores, etc.; junto a cada uno de los símbolos de los elementos se indican las características principales del equipo, tales como: capacidad en KVA, tensión en KV ó V, impedancia en %, etc.

2.º - En el Diagrama Unifilar se encuentran los valores de impedancia ex-

presados a sus respectivas bases, esto es, sus valores de tensión y potencia por lo cuál es necesario expresarlos a una base común para poder hacer combinaciones entre ellos.

3º - Deberán localizarse los supuestos puntos de falla en los lugares más próximos a los elementos de protección a calcular, por lo general éstos puntos son las barras de las subestaciones (buses) o las de los tableros de distribución, y los puntos de interconexión en el sistema.

A continuación se procede a hacer lo indicado en los puntos anteriores:

Partiendo del diagrama unifilar simplificado de la fig. (4-A) y considerando una base de : 1 500 KVA, se tiene que :

El por ciento (%) de las reactancias de los diferentes elementos del circuito se detalla a continuación:

1. - Reactancia equivalente en % del sistema:

aplicando: $X (\%) = \frac{KVAbase}{KVAsist.} \times 100$; se tiene que,

$$X_1 (\%) = \frac{1\ 500}{1\ 500\ 000} \times 100 \quad , \text{ de donde: } X_1 (\%) = 0.1 \%$$

2. - Reactancia equivalente en % del transformador principal TR-1 (500 KVA , 34.5 KV / 480 V):

según (4-6), $X (\%) = \frac{KVAbase}{KVAttransf} \times Ztransf. (\%)$, donde $Ztransf. = 5.5\%$

entonces: $X_2 (\%) = \frac{1\ 500}{500} \times 5.5$, de donde: $X_2 (\%) = 16.5 \%$

3. - Reactancia equivalente en % del transformador TR-2 (112.5 KVA , 480 / 220-127 V):

donde, $Ztransf = 4.5\%$; $X_3 (\%) = \frac{1\ 500}{112.5} \times 4.5$; así, $X_3 (\%) = 60 \%$

de seguridad : 800 amperes. La más conveniente instalación queda definida por el sistema de tres cables monopolares en ducto. La región tiene un terreno con temperatura promedio de 40°C. Otros factores de importancia, son : la condición de corto circuito es de 1 500 MVA, aislamiento del cable tipo XLP o EPR y factor de sobrecarga de 110%.

Para todas las condiciones citadas el calibre del cable por ampacidad resultó ser de 500 MCM para dos cables por fase.

Del mismo modo, se calculó el alimentador al transformador principal de 500 KVA , resultando una corriente de 15 Amperes (lado primario) (para 560 KVA a 65°C) ; según éstas condiciones se selecciona el cable # 1/0 AWG por fase. Siendo verificado por corto circuito en gráfica de fabricante.

Alimentadores para motores.

Estos alimentadores, uno o varios, según el número de unidades, irán del tablero CCM-1 a la base de cada motor. En nuestro caso dicho alimentador recorrerá una distancia de 65 mts. en tal trayecto y como anteriormente quedó determinado, el calibre para los motores de 125 HP es # 3/0 AWG, mientras que para los motores de 25 HP resultó ser de calibre # 8AWG.

4.7. - Detalles de la Distribución Eléctrica.

Los sistemas de distribución pueden ser aéreos o subterráneos; la selección entre ambos depende de varios factores, siendo el económico el más importante. Analizando cada uno de ellos , podemos decir que el conductor aéreo tiene un margen de capacidad de conducción de corriente, mayor que un conductor subterráneo, del mismo material y de la misma sección, debido a

que el conductor aéreo tiene mayor facilidad para disipar el calor. En cambio la reactancia inductiva del conductor subterráneo es considerablemente menor que la del conductor aéreo, debido al mayor acercamiento de los conductores. Por lo tanto, si el factor determinante para la selección del conductor es la capacidad de conducción de corriente, entonces el conductor desnudo aéreo será el más adecuado.

Por otro lado, en áreas congestionadas con densidad de carga grande, no es factible el servicio con líneas aéreas, además, la presencia de muchos conductores sobre postes, la necesidad de instalar transformadores en postes, así como la dificultad de montarlos junto con la dificultad de operación y mantenimiento, pueden traer como consecuencia la selección del sistema subterráneo. También, el sistema subterráneo puede tener un costo inicial más alto pero muestra un costo anual más bajo que el sistema aéreo, debido a que al sistema aéreo se le considera una vida útil de 25 años, mientras que al subterráneo se le considera de 50 años.

En un sistema aéreo es común remover postes como consecuencia de la necesidad de repavimentar o ampliar calles, además es susceptible de daños o interrupciones debido al viento, lluvias, rayos, nieve u otras condiciones atmosféricas o interrupciones ocasionadas debido a los peligros que implica el tráfico de vehículos. Sin embargo cuando se tienen fallas es más fácil detectarlas en el sistema aéreo; además el sistema aéreo es más flexible que el subterráneo, pues éste posee registros, ductos y transformadores que quedan fijos una vez instalados, mientras que en el aéreo los postes, conductores, transformadores, etc., pueden instalarse previendo cambios significantes de carga.

Finalmente la selección entre ambos sistemas depende del costo anual de operación, de la confiabilidad del sistema y de la aplicación de un buen criterio.

Para éste proyecto se seleccionará el sistema subterráneo, pues aparte de las ventajas y desventajas ya ennumeradas, se trata de una planta en la que existen áreas peligrosas, por los productos inflamables o que pueden producir explosión, que en ella se manejan; por lo tanto, la falla de un cable aéreo puede ser el origen de un siniestro; tal peligro se reduce empleando el sistema subterráneo, además, teniendo en cuenta la continuidad de servicio así como el buen aspecto de la planta, se determinó la elección mencionada.

Ductos Eléctricos.

Construcción de ductos subterráneos. - El sistema subterráneo consistirá de ductos eléctricos de tubo conduit metálico, en los que se alojarán los conductores aislados. Los tubos conduit se envolverán en una capa de concreto pobre, se reforzarán con varilla donde las condiciones del tráfico pesado de vehículos u otras circunstancias lo ameriten.

Se dispondrán registros a distancias dictadas de acuerdo con las necesidades del proyecto, pero dichas distancias en línea recta no excederán los 100 metros

Los registros se construirán adecuadamente para realizar las operaciones de jalar conductores, hacer empalmes o conexiones, etc. Las dimensiones mínimas de los registros deberán ser de 100 x 100 x 120 cms. , y un acabado impermeabilizante para evitar la filtración de agua.

La localización de ductos y registros se supeditará a las cargas locales por alimentar, pero para que el sistema resulte económico se proyectará con

el menor número de registros y tratando en lo posible que la trayectoria de los ductos sea la más corta.

El tamaño del ducto dependerá del área total de los conductores por ducto, el factor de relleno adecuado y la longitud entre registros.

El número de ductos estará en función de los requerimientos de la distribución local, del número de circuitos y de las previsiones futuras. La disposición de los ductos se hará de tal manera que resulte más económico y que se tenga una mayor disipación de calor, lo que permite una mayor capacidad de conducción de corriente en los conductores.

En un banco de ductos, deberá existir una separación mínima de 7cm. de concreto entre uno y otro ducto. Este concreto será de una resistencia aproximada: $F_c = 90 \text{ kg/cm}^2$, y mezclado con colorante rojo, con el fin de distinguir los ductos cuando haya excavaciones.

La distancia mínima de la cara superior del banco de ductos al nivel de piso terminado será de 50 cm. y serán tendidos con una pendiente mínima de 0.5% para facilidad de drenaje.

Cuando los ductos se crucen con alguna fuente de calor, se colocará entre ellos una barrera térmica adecuada.

En cuanto a los registros, éstos se instalarán como consecuencia de la necesidad de hacer conexiones, alambrar, jalar cables, así como hacer cambios agudos en la trayectoria del ducto y bifurcaciones del mismo, para aumentar cargas localizadas en diferentes puntos; y, en general para los registros se han considerado los siguientes factores:

Las dimensiones no deben ocasionar a los cables radios de curvatura me

nores a los especificados por el fabricante; cuando el registro albergue empalmes, sus dimensiones deben ser suficientes para alojar a éstos. Tanto las tapas como los pozos serán construídos con suficiente resistencia para soportar las cargas que se le impongan; las tapas no serán menores de 50 x 60 cms. . Se procurará que los cables en su interior queden apoyados en ménsulas provistas de porcelana o madera. Todos los ductos que lleguen o salgan de un registro deben tener sus bocas perfectamente bien emboquilladas, evitando aristas o perfiles que maltraten los cables durante los movimientos en su instalación.

Selección del diámetro del tubo conduit. - La selección del diámetro del tubo conduit, está basado en el reglamento, que indica que cuando van más de dos conductores por ducto, éstos no deberán ocupar más del 40% de la sección transversal del conduit, incluyendo el aislamiento y otros forros de los conductores (ROIE 17-5).

Para el motor de las bombas contra incendio de 125 HP, involucrado en un cálculo anterior, la sección del tubo conduit deberá ser la adecuada para alojar tres conductores calibre # 3/0 AWG y se calcula de la siguiente forma:

Diámetro exterior de un cable con aislamiento tipo Vinanel 900 (marca Condumex), calibre # 3/0 AWG = 16 mm

$$A = \pi \times r^2 = 3.1416 \times (8 \text{ mm})^2 = 201.0624 \text{ mm}^2$$

$$\text{Area de los tres conductores} = 3 \times 201.0624 = 603.1872 \text{ mm}^2$$

Esta área corresponde al 40% del área del tubo conduit necesario, de modo que éste será :

$$\text{Area del ducto} = 100 \times 603.1872 = 1507.968 \text{ mm}^2$$

El tubo comercial de 2" recomendado para el calibre y la cantidad de con

ductores que tenemos, tiene un diámetro interior de 2.1386" (54.34 mm) y una área de 2319.152 mm², como éste valor es mayor que el de 1507.968 mm² requerido, el tubo de 2" (51 mm) de diámetro es correcto para ser empleado..

4.8. - Cálculo de la Red de Tierras.

En términos generales los sistemas para conexión a tierra tienen por objeto conducir, atenuar o dispersar en el suelo las corrientes eléctricas nocivas y mantenerlas a un potencial cero, para reducir o eliminar los daños que a su paso puedan causar al equipo y a las personas, por lo tanto su función es:

- a) Proporcionar protección al personal, equipo y circuitos contra la posibilidad de existencia de sobretensiones excesivas y peligrosas.
- b) Proporcionar una trayectoria de baja impedancia a la corriente de falla.

Los elementos componentes de la red de tierras son:

Electrodo de Tierra

Es un conductor enterrado, usado para mantener un potencial de tierra, en todos los conductores conectados a él y para disipar en el suelo las corrientes conducidas a él.

Malla de Tierra

Es una red de conductores usada para mantener un potencial uniforme y está unida a los electrodos de tierra.

Conductor de Tierra

Es un conductor empleado para conectar las carcazas del equipo eléctrico, postes del sistema de alumbrado, estructuras metálicas, transformadores,

cajas de conexiones, gabinetes, cajas o carcazas de todo el equipo operado eléctricamente.

Tratándose de sistemas que se localizan en las vecindades de instalaciones metálicas subterráneas como en el caso de estructuras, cubiertas metálicas de cables, tanques de almacenamiento, ductos, tuberías que conducen hidrocarburos y sus derivados, agua potable, vapor y otros productos de uso industrial en Petróleos Mexicanos, cobran más importancia los sistemas para conexión a tierra, porque no solamente deben cumplir su función primordial de protección eléctrica, sino que además y puesto que tales sistemas son metálicos y subterráneos, es requisito indispensable que sean compatibles en presencia de cualquier otro metal, para que desde el punto de vista de la corrosión subterránea, no constituyan un factor que contribuya a producir, acelerar o incrementar el destructivo fenómeno de la corrosión en los metales.

En un sistema de distribución la decisión de conectar el neutro a tierra ó de no hacerlo, lo define la identificación entre las características que presenta cada uno y las necesidades de operación de la planta que se trate.

Se llama aislado de tierra, a un sistema que no tiene ninguna conexión intencional a ella. El argumento en favor de los sistemas aislados, es la continuidad de servicio; ésto se basa en que un dispositivo detector da a conocer la presencia de la primera falla a tierra, sin tener que sufrir la interrupción correspondiente, demorando la reparación hasta la siguiente oportunidad de desenergizar el circuito. En tales condiciones el sistema soporta una sobretensión muy alta por lo que el aislamiento se debilita.

Un sistema con neutro a tierra, es aquel en el que se conecta a tierra el

punto o puntos neutros de un circuito, tales como transformadores o máquinas rotatorias, ya sea sólidamente a tierra o por medio de un dispositivo limitador de corriente.

El neutro a tierra en los sistemas, es conveniente porque una falla a tierra provoca interrupción inmediata y con un arreglo selectivo el ramal afectado es el único que se desconecta y la zona del daño se define.

Existen varios métodos para conexión a tierra del neutro de un sistema, éstos son: sólidamente a tierra, por medio de una resistencia o por medio de una reactancia. La selección de cualquiera de éstos métodos depende de la tensión del sistema y de la consideración de los siguientes factores:

- a). - Efecto de la presencia de sobretensiones transitorias.
- b). - Magnitud de la corriente de falla.
- c). - Protección contra descargas atmosféricas.
- d). - Empleo de relevadores normales.

Las ventajas que se obtienen al limitar la corriente de falla a tierra por medio de una resistencia, son:

1. - Los efectos mecánicos a que se sujetan los circuitos y aparatos que conducen la corriente de falla son menores.
2. - Reducción de deterioros en equipos eléctricos, debido al menor calentamiento.
3. - Mayor seguridad para el personal.

En los sistemas de tensión media y dependiendo de la magnitud de la corriente de falla se recomienda limitar ésta por medio de una resistencia para evitar daños.

En los sistemas de baja tensión generalmente se conecta el neutro de los transformadores directamente a tierra, pues tiene mayor flexibilidad y hace posible tener tensiones de 220 volts y 127 volts, además que generalmente los dispositivos de protección de sobrecorriente en sistemas de 600 volts o menos, requieren de corrientes relativamente grandes para operar eficientemente.

Para el proyecto que nos ocupa, en la subestación de donde provendrá la alimentación de energía eléctrica, el transformador principal TR-1, y fuera de ella, el transformador TR-2, estarán conectados a tierra por medio de neutro sólidamente conectado.

Cuando hay asociación de los sistemas de tierra con diversas estructuras metálicas subterráneas como el caso particular de instalaciones petroleras, donde en una misma área se localizan tuberías de acero, líneas de agua, conduits, tanques de almacenamiento, cubiertas de plomo de los cables de potencia y comunicación, construcciones metálicas, etc., invariablemente se observará el fenómeno de la corrosión debida a la acción galvánica entre metales disimilares y la acción corrosiva propia del suelo.

Generalmente los sistemas de tierra se construyen a base de conductores de cobre, por tener éste metal características favorables, tales como: alta conductividad y alta resistencia a la corrosión. Pero en presencia de otros metales, tales como el acero, hierro, zinc y plomo, el cobre se comporta catódicamente respecto a dichos metales en el suelo protegiéndose a expensas de éstos.

Esta circunstancia no se toma en cuenta, hasta que los daños causados por la corrosión son considerables. Por ésta razón es imperativo que al dise-

ñar cualquier sistema de tierras adyacente a instalaciones metálicas subterráneas, se tenga en consideración el fenómeno de corrosión y por lo tanto dicho sistema debe ser compatible con otros metales, o mejor aún anódico respecto a las estructuras que lo rodean, a fin de que les proporcione protección total o parcial según se juzgue conveniente.

La resistividad de la tierra depende de varios parámetros como: clase de suelo, profundidad, humedad y temperatura.

Resistividad Media de Diferentes Suelos

Tipo de Terreno	(ρ) Resistividad en Ohm-Metro
Tierra orgánica mojada	10
Tierra húmeda	10^2
Tierra seca	10^3
Roca sólida	10^4

El diseño preliminar debe ajustarse de tal manera que la longitud total de los conductores enterrados, incluyendo los electrodos, sea cuando menos parecida a la calculada para que las diferencias de potencial locales permanezcan dentro de los límites tolerables (las normas especifican: 150 volts para las tensiones de paso y contacto).

Todos los elementos de la red de tierras descrita, deben ser diseñados de tal forma que no se fundan o deterioren en las condiciones más desfavorables de falla, que sean mecánicamente resistentes en alto grado y que tengan conductividad suficiente para que no contribuyan a producir diferencias de potencial. La ecuación de Onderdonk permite seleccionar el conductor de cobre y las uniones adecuadas para evitar la fusión.