

T
696.2
A658



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
PROGRAMA DE POST GRADO EN INGENIERIA DE GAS NATURAL

"DISEÑO DE UN GASDUCTO"

TESIS DE GRADO
Previa a la Obtención del Título de
MAGISTER EN INGENIERIA DE
GAS NATURAL



D-5591

Presentado por:

ING. BOLIVAR ARAUJO V.

Guayaquil - Ecuador

1984

A G R A D E C I M I E N T O

Deseo expresar mi profundo agradecimiento a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE por haberme dado la oportunidad para ampliar mis conocimientos; de manera especial al Personal de la - División de Capacitación y en particular al Lcdo. - Manuel Mejía; quienes nos brindaron todo apoyo y colaboración para poder hacer realidad este anhelo.

Mi reconocimiento también a la Escuela Superior Politécnica del Litoral, a la Universidad - Central de Venezuela (UCV), instituciones que junto con su personal docente nos transmitieron sus valios conocimientos; de manera preferente al Ing. Armando Villegas; Profesor de la UCV, por su amplio - espíritu de colaboración.

Dejo también constancia de mi más sincero agradecimiento a la Empresa Lagoven Caracas-Filial- de Petróleos de Venezuela, en las personas del Ing. Rómulo Osorio y de nuestro compatriota Ing. Jorge - Cabanilla, pertenecientes a las Gerencias de Cas y Presupuesto respectivamente, por la valiosa ayuda - y orientación técnica proporcionada durante la realización del presente Trabajo.

D E D I C A T O R I A

A MIS PADRES

Sergio Araujo
Enma Villalva

A MIS HERMANOS

Martina
Anibal
Susana
Patricio
Miguel

A MI ESPOSA

Ana Rosario

A MI HIJO

Emilio Paúl

A MIS AMIGOS



.....
ING. ARMANDO VILLEGAS VALERA
Director de Tesis


DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la - ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).


.....
ING. BOLIVAR ARAUJO VILLALVA

I N D I C E G E N E R A L

T E M A	PAGINA
INTRODUCCION	1
RESUMEN	5
CONSIDERACIONES GENERALES	8
 BIBLIOTECA	
CAPITULO I	
ASPECTOS PRELIMINARES	
I-1.-Selección de la Ruta	12
I-2.-Características del Gas	12
I-3.-Características básicas sobre el gas a transmi tir	15
I-3.1.-Componentes del Gas Natural	15
I-3.2.-Especificaciones de Calidad y contenido de contaminantes permitidos según nor - mas establecidas	16
CAPITULO II	
SISTEMAS DE GASDUCTOS	
II-1.-Definición	22
II-2.-Condiciones de Flujo	22
II-3.-Capacidad	23
II-4.-Ecuación de Weymouth-Dedución	24
II-5.-Potencia requerida en los Compresores	35
II-5.1.-Comentarios Generales	36
II-5.2.-Compresores Centrífugos.-Dedución - de la Fórmula	38
5.2.1.-Trabajo de Compresión	39

T E M A

PAGINA

5.2.2.-Determinación del Flujo de masa de Gas	43
5.2.3.-Cómputo del Factor K	44
5.2.4.-Relación de Compresión y Etapas Múltiples.	46
5.2.5.-Especificaciones de los Compreso res	47
5.2.6.-Factor de Compresibilidad	48
II-6.-Selección de Espesor	49
II-6.1.-Ecuación para el cálculo del Espesor Requerido	49
II-7.-Ecuación de Flujo de Caja Descontado	54

CAPITULO III

DESCRIPCION DEL DISEÑO

III-1.-Metodología utilizada en el Programa para el Diseño de un Gasducto	59
III-1.1.-Análisis Técnico	59
1.1.1.-Parámetros Fijos asumidos en el diseño	59
1.1.2.-Parámetros principales del gas utilizado para el diseño	60
1.1.3.-Parámetros Variables en el - Diseño-Casos	62
III-1.2.-Análisis Económico	66
1.1.2.-Datos Económicos asumidos en el Diseño	66
III-1.3.-Descripción del programa de cálculo	67
III-1.4.-Discusión de Resultados	68

CAPITULO IV

DISEÑO DE DETALLES

IV-1.-Detalles	66
IV-1.1.-Cruces de la Línea	68
1.1.1.-Cruces de carreteras y líneas férreas	68
1.1.2.-Cruces de Ríos y Quebradas	69
1.1.3.-Normas disponibles	71
IV-1.2.-Operaciones de Tendido del Gasducto	72
1.2.1.-Preparación de la Zanja	72
1.2.2.-Equipo de Bajar la Tubería	74
1.2.3.-Relleno y Apisonamiento	74
1.2.4.-Dobladuras	75
1.2.5.-Uniones	75
1.2.6.-Protección de la Tubería	78
1.2.7.-Presión Hidrostática	80

CAPITULO V

ANALISIS COMPLEMENTARIOS

V-1.-Problema de Líquidos	82
V-1.1.-La Formación de líquidos y sus efectos	82
V-1.2.-Eliminación de Líquido	84
V-2.-Limpieza Interior de Gasductos	86
V-2.1.-Eficiencia de la transmisión	86
2.1.1.-Flujo Teórico	86
2.1.2.-Flujo Horario	88
2.1.3.-Longitud de la Tubería	88
2.1.4.-Gas Almacenado	89
V-2.2.-Raspatubos (cochinos)	89

T E M A	PAGINA
2.2.1.-Lanzamiento y recogida del co chino	91
2.2.2.-Cochino Electrónico	92
2.2.3.-Los Pulmones	93
V-3.-Corrosión	94
V-3.1.-Definición	94
V-3.2.-Causas de la Corrosión	94
V-3.3.-Tipos de Corrosión	95
V-3.4.-Control de la Corrosión	99
V-4.-Deshidratación del gas para transportar	103
V-4.1.-Objetivos	104
CAPITULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
VI-1.-Conclusiones	107
VI-2.-Recomendaciones	111
BIBLIOGRAFIA	
ANEXOS	

I N T R O D U C C I O N

El conocimiento de la existencia del gas natural se remonta a la antigüedad y han sido muchos los años que han transcurrido hasta que el hombre comprobara su verdadero valor práctico, ya sea como combustible gaseoso o como materia prima para la industria petroquímica.

El gas natural fue por primera vez descubierto - en los Estados Unidos, en el año 1.775 y durante el siglo-XIX, su uso fue limitado; sin embargo en los primeros años que transcurrieron desde el año 1.900 se reconoció su utilidad, y a partir de estos primeros años hasta la actualidad, la industria del gas natural ha adquirido proporciones gigantescas, no sólo en los Estados Unidos, sino en el Hemisferio Occidental entero, debido a que gran parte de los requerimientos de energía son suministrados por el gas. Esta carencia de conocimientos acerca del valor del gas como combustible ha ocasionado la pérdida de enormes cantidades del mismo. Por esta razón ha sido necesario aumentar y completar el uso del gas, a fin de reducir su desperdicio. Esto se ha logrado parcialmente, no sólo mediante su inyección con fines de conservación, sino también utilizando parte del gas producido como combustible para fines industriales, comerciales y domésticos y materia prima para procesos petroquímicos.

El gas natural es transportado desde las áreas de producción hasta los centros de consumo, mediante tuberías llamadas Casoductos.

Un sistema integrado de gasoductos está generalmente compuesto por instalaciones para la recolección de gas, su - compresión, transporte y distribución. El gas normalmente disponible en las estaciones de recolección de petróleo donde es separado de éste último, es de baja presión - motivo por el cual debe ser comprimido a presiones elevadas, a fin de poder transportarlo por los gasoductos a - las áreas de consumo, ubicadas con frecuencia a largas - distancias de los centros productores.

Gasoductos de alta presión con estaciones de - compresión han sido utilizados en forma creciente, con materiales de construcción más fuertes y la tendencia ha sido siempre aumentar las distancias de transmisión y usar grandes diámetros en la tubería.

Se ha estimado que existen unas 600.000 millas - de gasoductos de acero en todo el mundo, cantidad ésta - que aumenta rápidamente. Entre estos gasoductos hay algunos notables por su gran longitud y diámetro, los cuales tienen una importancia económica considerable. Ejemplos importantes son:

-El gasoducto de la Trans-Canadá, el cual se extiende a lo largo de 2350 millas (3760 Km.) a través del Canadá, - desde los campos productores de Alberta a los puntos terminales de Montreal y del Estado de New York.

-Otro Ejemplo, son las impresionantes líneas de transmisión que existen entre los campos del Asia Central y los centros industriales de los Urales, de Rusia Occidental y los de Europa Oriental.

El diseño de un gasoducto comprende muchos factores, tales como:

El tipo de gas a ser transportado, el cual depende de la gravedad específica, del peso molecular, de la temperatura de flujo, de la presión, etc. el volúmen a ser entregado - la longitud de la línea, la máxima elevación y el tipo de terreno a través del cual tiene que ser tendido.

Complejos estudios de Ingeniería son necesarios para decidir el diámetro, la resistencia y la potencia necesarios para obtener los resultados óptimos en todo sistema de transporte.

La capacidad máxima de transporte de una tubería está limitada por sus parámetros iniciales de construcción pero estos pueden ser aumentados por medio de la instalación de más estaciones de compresión o de mayor capacidad de los existentes.

El número de estaciones de compresión varía de acuerdo con el perfil del terreno (En forma general) y la forma actual de hacerlo es colocando controles automáticos tan separados como sea posible e instalando compresores centrífugos - a turbina que no requieren vigilancia continua.

El estudio de las condiciones de flujo de gas natural ha conducido al desarrollo de ecuaciones complejas - (Weymouth, Clark, Panhandle A y B etc.) para relacionar el volúmen transmitido por una tubería con los distintos factores que afectan el flujo, y así decidir las presiones óptimas y las dimensiones de la tubería a ser utilizada.

De ecuaciones de éste tipo es posible calcular varias combinaciones de diámetros y espesores óptimos, para un caudal de gas deseado.

Un valor óptimo se puede preveer entre el peso de la tubería y la potencia empleada, y esto induce a decidirse económicamente entre las unidades compresoras centrífugas y las del tipo reciprocante y su consumo relativo de combustible.

El caudal es proporcional al diámetro y a la presión máxima de operación, de tal forma que al usar tubería de mayor diámetro tendremos mayor capacidad de caudal. Tuberías de 30, y 36 pulgadas de diámetro son comunes y hoy en día, tuberías de hasta 42 pulgadas han sido utilizadas. El uso de aceros de mayor resistencia permiten mayores presiones de compresión y menores espesores, aceros de esfuerzo permisible de hasta 42000 psi, han sido utilizados en la construcción de tuberías grandes; pero aleaciones especiales con esfuerzos permisibles de hasta 60000 psi, e incluso 65000 psi, están siendo empleados en la construcción de nuevos gasoductos.

R E S U M E N

El presente trabajo trata sobre el diseño de una tubería en tierra para una rata de flujo de gas dada a lo largo de una ruta conocida y consiste en obtener los parámetros, tales como: diámetro de la tubería, presiones de diseño y número de estaciones de compresión.

La solución óptima es la más económica y no es una contestación definitiva, porque una solución económica dada puede variar ampliamente de un lugar a otro.

El orden para diseñar óptimamente una tubería de gas fue primeramente preparar un pequeño modelo computarizado, el mismo que tiene principalmente dos funciones:

- Proveer una simulación física (visual) de una tubería dada (caída de presión, potencia requerida y número de estaciones de compresión).
- Proveer un criterio económico óptimo simple basado en costos aproximados de tuberías, estaciones de compresión y de operación.

El modelo ha sido corrido para varias combinaciones de diámetros, presiones de trabajo, y número de estaciones de compresión, para evaluar el criterio económico y arribar a una solución óptima, utilizando para esto el Flujo de Caja descontado.

Entonces como base para la simulación, se tomó un gasducto de longitud L , presiones P_I y P_F , una tempera-

tura promedio de flujo TP y una composición de gas, adoptándose tres posibilidades para efectuar el estudio.

- Un gasducto asumiendo varios diámetros de tubería, una estación de compresión y flujo horizontal.
- Un gasducto, asumiendo varios diámetros de tubería y dos estaciones de compresión, y flujo horizontal.
- Un gasducto asumiendo varios diámetros de tubería, tres estaciones de compresión y flujo horizontal.

Para el estudio de este modelo se utilizó la Ecuación de Weymouth, para flujo horizontal, la cual fue desarrollada a partir de la Ecuación de Bernoulli y tiene un factor de fricción en función del número de Reynolds.

En lo referente a la Ecuación del Flujo de Caja-Descontado, ésta se ha planteado de tal forma que en ella intervengan los costos de tuberías, estaciones de compresión, operación tubería, operación del campo, inversión en el campo, vida del proyecto, etc.

También se menciona en este trabajo como factores de consideración en el diseño de un gasducto, lo referente a operaciones de tendido de tubería, cruces de ríos y carreteras, eliminación de líquidos que obstruyen el paso de gas en la línea. El estudio de la corrosividad del terreno que va atravesar el gasducto es también de importancia, por el hecho de que nos permitirá conocer en que grado se ha de proteger la tubería; esto se hace mediante la medición de la resistividad del terreno.

No se ha pretendido que el tema sea exhaustivo - tal como está planteado, sólo que simplemente he querido - abrir las puertas a futuros estudios sobre el tema, debido a la importancia económica que representa para el desarrollo del transporte de gas en nuestro país.

C O N S I D E R A C I O N E S G E N E R A L E S

ASPECTOS ESTRICTAMENTE TECNICOS Y ECONOMICOS EN EL DISEÑO DE UN GASDUCTO

La importancia de las consideraciones económicas en el proyecto de un gasducto, radica en que su construcción debe satisfacer las exigencias técnicas a la par de mínimos costos de instalación y operación.

Los principales elementos que determinan el costo de la línea son: el costo de la tubería y su instalación . El costo de tubería es determinado por sus dimensiones (diámetro, espesor de la pared y longitud) así como por el material con que se hace. El costo de instalación de la línea se obtiene por las condiciones de la ubicación, el tipo de construcción, la clase de tubería y por sus dimensiones.

La mayor parte de tubería usada para transportar gas es hecho de acero, aunque el hierro fundido es preferido en gasductos enterrados en terrenos que corroen muy rápidamente el acero y también es notada esta preferencia, - cuando ^{cu} el diámetro que se requiere no hay en tuberías de acero.

Dicha preferencia actualmente ha disminuído, debido al avance de la técnica en el recubrimiento de la tubería de acero en los terrenos corrosivos. Fuera de estas tuberías también se han usado y se usan al-

gunas de cobre, aluminio y de material plástico. Actualmente tiene gran incremento el uso de la tubería de aluminio, debido a que sale muy económica y también porque ha resuelto el problema del peso de la tubería y el de la corrosión en parte, ya que de todos los materiales conocidos hasta hoy el aluminio es el menos pesado y más resistente a la acción corrosiva.

El elemento básico de una estación de compresión es por lo general el compresor, aunque en la mayoría de los casos su costo es una mínima parte del costo total de la estación.

En algunos casos dicho compresor es impulsado por un motor que utiliza energía eléctrica comprada; siendo usualmente la energía mecánica la que se suministra al mismo, y que proviene del combustible gaseoso, que llega a la estación en cantidad específica, para el uso del motor-impulsor. Algunas veces el costo de éste es mayor que el del compresor.

Los compresores más corrientemente usados son los reciprocantes, que están impulsados por máquinas a gas de combustión interna. Los compresores centrífugos son generalmente impulsados por turbinas a vapor y se usan cuando la presión del gas en servicio es baja.

De todos estos factores que afectan el costo de un gasducto, los más importantes son los constituidos por las dimensiones de la tubería y la potencia requerida para

la compresión del gas. Una de las causas que aconseja el uso de suficiente espesor de pared, son las fuerzas externas a las cuales es sometida la tubería, cuando se entierra. Bajo estas condiciones, la cantidad mínima de acero requerida para un determinado gasducto está fijada por el fabricante de tuberías, al darle a las mismas una tensión de ruptura alta, una relación de espesor de la pared al diámetro baja y un diámetro grande; y no por ninguna característica del diseño, construcción u operación de la línea.

El costo inicial de las tuberías de diámetro grande es alto, pero permite usar presiones efectivas bajas, debido a que hay menor pérdida de carga, combinación que por consiguiente sería satisfactoria desde el punto de vista operacional.

El diámetro de la tubería que debe usarse dependerá de la presión de entrada y salida de la línea, así como de la caída de presión permisible.

También podría adoptarse un diámetro pequeño, lo cual ocasionaría menor inversión inicial de capital, pero posiblemente grandes gastos operacionales.

En gasductos largos es necesario corrientemente restaurar la presión a intervalos a lo largo de la línea, colocando una o más estaciones de compresión, viniendo a ser el número de estaciones en el problema de diseño; un tercer factor que debe ser balanceado con la presión inicial y con el diámetro de la tubería, para obtener una eco

nomía máxima para una entrega dada y a una distancia de transmisión específica.

Las distancias entre las estaciones de compresión deben ser graduadas de tal manera que compensen el consumo de combustible, por los compresores en la ruta, así como para permitir la operación de todos los compresores a una misma relación de compresión bajo carga total. Tal diseño es ventajoso en la operación de un gasducto porque él facilita una distribución uniforme de la carga de trabajo sobre todo el equipo mecánico, aunque esto complica los cálculos necesarios para determinar el diseño óptimo.

Estudios económicos han demostrado que para líneas de alto factor de carga, el espaciamiento más económico de las estaciones de compresión es aquel que da relaciones de compresión entre la descarga y succión del compresor, que varían entre 1.3 y 1.5 .

C A P I T U L O I
=====

A S P E C T O S P R E L I M I N A R E S

I-1.-SELECCION DE LA RUTA.-

Cuando se va a escoger la ruta, debe tratarse de que sea lo más corta posible, excepto en casos en que la experiencia recomiende lo contrario.

En la selección de dicha ruta, la accesibilidad constituye una consideración de importancia, por el hecho de que facilita el control de la línea y por consiguiente su reparación e inspección.

Es por ello que es conveniente elegir aquella ruta que sea paralela a las carreteras o vías férreas.

Los pasos a seguir en dicha selección son los siguientes:

- 1.-Se efectúa un reconocimiento del terreno en avión o generalmente en carro.
- 2.-Se traza un mapa fotogramétrico, que señale las casas y accidentes del terreno como ríos, pantános, montañas y otros.
- 3.-Se gestiona los derechos de paso y desvío (que puede deberse a irregularidades en la topografía del terreno).
- 4.-El departamento de tierra se encarga de evaluar el terreno, para establecer las indemnizaciones correspondientes.
- 5.-Es importante también tomar en cuenta los conductores eléctricos o cualquier otro elemento vecino al gasducto. Después se traza un mapa topográfico de detalle y posteriormente se realiza un estudio de la corrosividad del terreno.

I-2.-CARACTERISTICAS DEL GAS.-

El gas natural como es un fluido bastante ligero se aproxima a un fluido "NEWTONIANO" ya que existe una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación.

El gas natural es una mezcla en ^{cantidades}proporciones variables de elementos de naturaleza tanto orgánica como inorgánica; el primero de estos dos grupos lo constituyen compuestos parafínicos, también denominados alcanos por la química orgánica.

Este grupo de compuestos orgánicos aporta normalmente más del 90% en volumen, en el análisis de una muestra de gas natural ordinario y está formado por los siguientes componentes: Metano (CH_4), Etano (C_2H_6), Propano (C_3H_8) Butano Normal (C_4H_{10}), Isobutano (C_4H_{10}), Pentano Normal (C_5H_{12}), Isopentano (C_5H_{12}), Hexanos (C_6H_{14}) y Heptanos Plus (C_7^+). No siendo este último un componente sencillo, sino una denominación para describir todo el remanente de componentes pesados, cuyo peso es mayor que el de los Hexanos y que debido a las ínfimas concentraciones en el gas natural, resulta difícil desde el punto de vista de Laboratorio, su identificación.

Los componentes orgánicos citados se presentan bajo concentraciones variables, pero siguiendo normalmente un orden de magnitud descendente, que sigue muy de cerca la secuencia en que fueron nombrados anteriormente, así el Metano constituye del 70 al 90% en volumen de la mezcla, el Etano del 3 al 10%, el Propano del 1.5 al 5%, los Buta-

nos del 0.5% al 2% y los restantes componentes en concentra
ciones aún inferiores.

El segundo grupo de componentes que forman el gas natural, lo constituyen los componentes inorgánicos, éstos aportan normalmente menos del diez por ciento en volúmen - en una muestra de gas y están representados normalmente por Dióxido de Carbono (CO2), y Sulfuro de Hidrógeno (H2S), algunas veces por el Nitrógeno (N2) y ocasionalmente Helio - (He2). Además de los compuestos anteriores también se encuentra presente Agua (H2O) en cantidades variables, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a que se encuentre el gas. El agua no se incluye en los análisis (cromatográficos o por fraccionamiento a baja temperatura) de composición de los gases naturales, ya que éstos se realizan en base seca, dándose por descontado su presencia.

A condiciones de bajas temperaturas y altas presiones el agua forma con los hidrocarburos presentes en el gas natural unos compuestos sólidos de composición variables llamados hidratos.

La formación de hidratos constituye un serio pro
blema en el manejo del gas natural, por esta razón el gas es tratado en unidades deshidratadoras que utilizan glicol o lechos de algún desecante sólido como agente deshidratante, hasta reducir el contenido de agua en el gas natural, a una concentración por debajo del punto de saturación de las condiciones más desfavorables de temperatura y presión, evitando así que los hidratos bloqueen la tubería.

I-3.-CARACTERISTICAS BASICAS SOBRE EL GAS A TRANSMITIR.-

La característica del gas natural a transmitir generalmente se refieren a las propiedades más comunes del gas como: gravedad específica, poder calorífico, contenido de contaminantes y diluyentes.

I-3.1.-COMPONENTES DEL GAS NATURAL.-

Los componentes del gas natural se pueden clasificar en:

- Combustibles
- Diluyentes
- Contaminantes

I-3.1.1.-COMBUSTIBLES.-

Son los hidrocarburos saturados o parafínicos que van desde el Metano hasta el Heptano e incluso hidrocarburos más pesados.

I-3.1.2.-DILUYENTES.-

Son compuestos inertes, no combustibles, considerados como agentes que disminuyen el poder calorífico del gas. Los más comunes son:

- Dióxido de Carbono
- Nitrógeno
- Oxígeno
- Vapor de Agua

-Helio

-Argón, Kriptón, Xenón, etc.

La presencia y concentración de estos compuestos - puede requerir su remoción, para cumplir con las especificaciones de calidad que debe tener el gas natural para ser transportado.

I-3.1.3.-CONTAMINANTES.-

Contaminantes en el gas natural pueden causar daño a las instalaciones para el transporte. Para cumplir con las normas sanitarias existentes; estos deben ser removidos o mantenidos a muy bajas concentraciones. Algunos de ellos tienen una acción tóxica y contaminante. Los más comunes son:

-Sulfuro de Hidrógeno

-Disulfuro de Carbono

-Sulfuro de Carbonilo

-Mercaptanos

-Azufre orgánico y libre

Los líquidos y sólidos que pueden presentarse en el gas, se consideran como sucio de la tubería y deben removerse para conformar un gas limpio.

I-3.2.-ESPECIFICACIONES DE CALIDAD Y CONTENIDO DE CONTAMINANTES SEGUN NORMAS ESTABLECIDAS.-

A continuación se presentan las propiedades más comunes que permiten caracterizar el gas natural:

I-3.2.1.-GRAVEDAD ESPECIFICA.-

Es la relación que existe entre la densidad de una sustancia gaseosa referida a la densidad del aire a iguales condiciones de temperatura.

Para gases naturales puede variar entre 0.55 y 0.75, de acuerdo con la definición ya indicada.

El aire como gas de referencia se le asigna una gravedad específica de 1.0 .

El rango recomendado garantiza que las mezclas de gas natural estén compuestas predominantemente de Metano, Etano, Propano.

I-3.2.2.-VALOR CALORIFICO.-

Se utilizan dos conceptos para definir el valor Calorífico del gas:

-VALOR CALORIFICO BRUTO.-

Es la cantidad de calor desprendido en la combustión completa, a presión constante, de un pie cúbico estandar del gas con aire. La temperatura del gas, aire y productos de combustión es de 60°F. El agua formada en la combustión se considera en estado líquido.

-VALOR CALORIFICO NETO.-

Es la cantidad de calor desprendida en la combustión completa, a presión constante, de un pie cúbico estandar del gas con aire. La temperatura del gas aire y productos de combustión es de 60°F. El agua formado en la combustión permanece en estado de vapor.

El poder calorífico bruto, medido a 14.7 lpca. y -
60°F. (760 mm. Hg y 15.56 °C) en base seca, puede -
variar desde 950 hasta 1070 BTU/PCS (8460- 9528 -
Kcal/MCS). El rango anterior tiene como objeto li-
mitar por razones de seguridad, el contenido de ga-
ses inertes (diluyentes).

I-3.2.3.-CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA.-

El contenido de vapor de agua en gases transporta -
dos por tuberías debe ser según la siguiente rela -
ción:

-Contenido de $CO_2 \leq 1\%$ molar - 7lbs/MMPCS (112.13 -
Kg/MMMCS).

-Contenido de $1.0 < CO_2 < 3\%$ molar - 5 lbs/MMPCS (80.1
Kg/MMMCS).

-Contenido de $CO_2 > 3\%$ molar - 2 lbs/MMPCS (32.1 -
Kg/MMMCS).

El contenido de vapor de agua en gases se debe con-
trolar, para prevenir.

-Condensación de vapor en las tuberías, el cual se-
deposita en los tramos bajos.

-Problemas de corrosión interna en las tuberías; de-
bido a la acción del H_2S y CO_2 , disueltos en el -
agua.

-La formación de hidratos a bajas temperaturas, los
cuales pueden causar taponamiento de tuberías y -
válvulas.

I-3.2.4.-CONTENIDO DE COMPUESTOS DE AZUFRE.-

El azufre total no debe exceder de 10.0 granos/100-pcs. de gas (229 mg/MC) a 14.7 lpca y 60°F (760mmHg- y 15.56°C).

El Sulfuro de Hidrógeno no debe exceder de 0.25 - granos/100 pcs (4ppmv) medidos a 14.7 Lpca y 60°F.

Mercaptanos no debe exceder de 1.0 granos/100 pcs - de gas (23 mg/MC), medido a 14.7 Lpca y 60°F (760 - mmHg y 15.56°C), excepto cuando el Sulfuro de Hidrógeno esté presente, en cuyo caso el contenido glo - bal de Sulfuro de Hidrógeno y Mercaptanos no debe - exceder de 1.0 granos/100 pcs a 14.7 Lpca y 60°F.

Sulfuro de Carbonilo y Disulfuro de Carbono no de - ben exceder de 0.2 granos/100 pcs (5 mg/MC) de gas medidos a 14.7 Lpca y 60°F.

El control del contenido de H₂S es necesario, para - evitar los problemas de corrosión en tuberías y o - tras instalaciones, los Mercaptanos aunque se utili - zan como odorizantes del gas destinado al consumo, - no deben exceder una concentración de 1.0 granos/100 pcs (22.9 mg/MCS) debido al mal olor. Se recomien - da normalmente 0.5 granos/100 pcs (11.4 mg/MCS).

El contenido total de azufre permite estimar no só - lo la corrosividad del gas, sino también la contami - nación que produciría al quemarse.

I-3.2.5.-CONTENIDO DE DIOXIDO DE CARBONO.-

En general se acepta un 3% en volúmen como máximo -

permisible. Bajos contenidos de dióxidos de Carbono en el gas natural, ordinariamente no revisten problemas graves. Cuando está presente en cantidades que disminuyen apreciablemente el poder calorífico del gas es recomendable su remoción, para cumplir las especificaciones requeridas. También puede ser aconsejable su remoción para evitar los problemas de corrosión que se presentarían en sistemas que contienen además de CO₂, agua libre.

I-3.2.6.-PUNTO DE ROCIO DE LOS HIDROCARBUROS.-

El punto de rocío máximo de cualquier gas natural transportado por gasducto, deberá mantenerse a 20°F (11°C) o más, por debajo de la mínima temperatura que alcance el ambiente o el terreno, a lo largo del recorrido del sistema. En el caso de tramos enterrados, la temperatura se medirá a unos 90 cmts. de profundidad.

Esto es importante debido a que cuando el gas natural contiene cantidades significativas de pentanos y otros Hidrocarburos más pesados, puede ocurrir condensación de los mismos si la temperatura del gas descende por debajo de la temperatura de rocío, la cual será más alta a mayor contenido de fracciones pesadas. Los líquidos formados en la tubería deben removerse y recobrase mediante operaciones de limpieza (pasos de "cochino").

I-3.2.7.-IMPUREZAS SOLIDAS Y LIQUIDAS.-

Todos los materiales dentro de un gasducto que no -
figuran dentro de los criterios de de especificacione
nes de calidad, deben ser considerados como "Sucio-
de tubería", incluyendo líquidos del gas natural petr
tróleo, aceites, lubricantes, agua salada, suspensio
siones y sólidos en general.

El gas que se introduce en un gasducto debe
de hacerse pasar previamente a través de filtros-cartu
tucho de fibra de vidrio, para eliminar partículas-
de hasta 1.0 micrón o a través de depuradores de malla
lla de fibra, con capacidad para retener partículas
o gotas mayores de 6.0 micrones.

La conveniencia de trabajar con un gas libre de im-
purezas sólidas y líquidas, radica fundamentalmente
en la disminución de los problemas de operación y -
de la frecuencia de la operación de limpieza.



C A P I T U L O I I
=====

S I S T E M A S D E G A S D U C T O S

II-1.-DEFINICION.-

La Ingeniería del transporte del gas natural mediante un gasducto, se basa en poder predecir bajo las diversas condiciones de operación, el comportamiento, tanto del gas que circula, como el de los materiales que forman la línea de tubería.

Un sistema de gasducto es básicamente un tendido de tuberías de dimensiones específicas, cuya función es conducir el gas, desde las fuentes de suministro, hasta las zonas de consumo, satisfaciendo la demanda de gas natural requerido por la industria o consumidores domésticos.

En este capítulo se analizará en primer lugar los diversos aspectos relacionados con la mecánica de fluidos que envuelve el transporte del gas natural y de las distintas ecuaciones que nos permitirá predecir capacidades de líneas y requerimientos de presión; y en segundo lugar estimar espesores de tuberías.

II-2.-CONDICIONES DE FLUJO.-

La circulación de una masa de gas a lo largo de un gasducto sólo es posible bajo la existencia de una diferencia de presión y que es necesa

ría para vencer la inercia del gas y las posteriores pérdidas friccionales que se originan entre el gas y la superficie interna del tubo.

Las características termodinámicas del flujo corresponden a la de una mezcla de gases compresibles, en condiciones isotérmicas; ya que se establece un equilibrio térmico entre el gas y el medio ambiente a lo largo de su trayectoria. Se considera además flujo en condiciones estables, sin acumulación de masa en el interior del gasducto.

II-3.-CAPACIDAD.-

Se entiende por capacidad de un gasducto el máximo flujo de gas (volumen por unidad de tiempo) que éste puede transmitir, bajo las condiciones de presión permisibles, determinadas por las limitaciones existentes.

La capacidad de un gasducto depende de los siguientes parámetros de operación y factores limitantes:

- Diámetro interior de la tubería
- Longitud del gasducto
- Presión inicial y presión al final del Gasducto
- Régimen de presión de operación permisible en el sistema.

- Capacidad de las estaciones compresoras
- Composición del gas
- Temperatura del gas
- Diferencia de alturas entre los extremos del gas - ducto.
- Requerimientos de presión y consumo.



II-4.- ECUACION DE WEYMOUTH.-

T. Weymouth fue uno de los primeros en desarrollar una Ecuación que permitiera calcular razonablemente el diámetro requerido de tuberías para gas, en otras palabras que ayudara a realizar un diseño de un sistema de líneas de transmisión. Esta Ecuación que lleva su nombre fue derivada a partir de datos operacionales y ha sido extensamente probada.

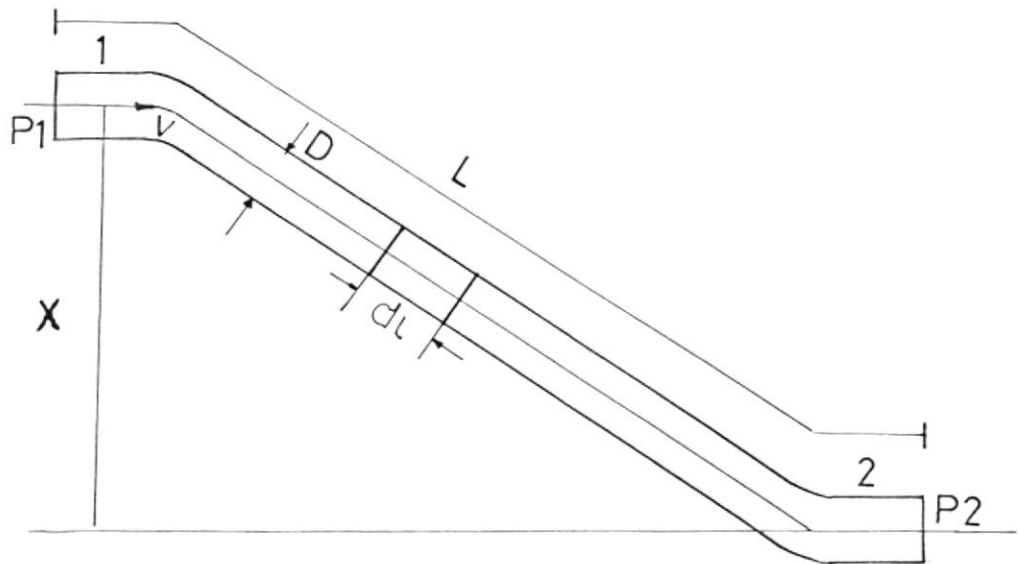
Esta Ecuación trabaja muy bien, para el caso cuando se manejan altos volúmenes de gas a largas distancias y que a su vez es el caso que se presenta en este trabajo.

II-4.1.- DEDUCCION DE LA ECUACION DE WEYMOUTH.-

El fundamento de todo cálculo en el campo de la mecánica de fluidos yace en el establecimiento

to de un balance de energía sobre el fluido, que circula entre dos puntos cualquiera del sistema bajo estudio, a tal fin vamos a considerar el caso general de una línea de tubería de diámetro D y longitud L , con una diferencia de nivel X entre un punto 1 y un punto 2 de su trayectoria (ver fig. II-1)

F I G U R A I I - 1



A través de dicha línea circula un volumen de gas a una presión P_1 en el punto 1 y P_2 en el punto 2. - Dónde P_1 es mayor que P_2 ; a una temperatura promedio T y de un peso molecular M . Ahora bien, consideremos una sección muy pequeña de dicha línea de longitud infinitesimal dL a través de la cual el gas sufre una caída de presión muy pequeña dP , con un cam



bio de nivel infinitesimal dx y un cambio en la velocidad del orden dv .

Considerando como sistema una libra masa de gas que fluye a través del volúmen que encierra la dL , de volúmen específico \bar{V} y aplicando al sistema bajo estudio, tanto la primera ley de la Termodinámica o también llamada ley de Conservación de Energía; así como la segunda ley de la Termodinámica para sistemas abiertos y operando bajo condiciones de estado estacionario tenemos:

La primera ley se define así:

$$\Delta E = Q - W \quad (I-1)$$

Donde:

- ΔE = Cambio de energía interna
- Q = Calor transferido al sistema
- W = Trabajo ejercido por el sistema.

La segunda ley se define así:

$$\Delta S = \frac{1}{T_b} (Q + dhf) \quad (I-2)$$

- ΔS = Cambio de Entropía
- Q = Calor transferido al sistema
- T_b = Temperatura del sistema
- dhf = Pérdidas irreversibles causadas por fricción interna en la tubería y en el seno del fluido mismo.

Estas dos Ecuaciones se combinan para tener la Ecuación de Balance Mecánico llamado de Bernoulli, así-tenemos:

$$\Delta E = \Delta H + \Delta E_c + \Delta E_p \quad (I-3)$$

$\Delta H =$ Cambio de Entalpía
 $\Delta E_c =$ Cambio de energía cinética
 $\Delta E_p =$ Cambio de Energía Potencial

A su vez ΔH se define así:

$$\Delta H = T_b \Delta S + \bar{V} dp \quad (I-4)$$

Dónde:

$\bar{V} =$ Volúmen específico
 $dp =$ Diferencial de Presión

Reemplazando (I-3) en (I-1)

$$\Delta H + \Delta E_c + \Delta E_p = Q - W \quad (I-5)$$

Reemplazando (I-4) en (I-5)

$$T_b \Delta S + \bar{V} dp + \Delta E_c + \Delta E_p = Q - W \quad (I-6)$$

Finalmente reemplazando (I-2) en (I-6)

$$Q + dh_f + \bar{V} dp + \Delta E_c + \Delta E_p = Q - W \quad (I-7)$$

$$\bar{V} dp + \Delta E_c + \Delta E_p + W + dh_f = 0 \quad (I-8)$$

Aplicando esta Ecuación para el caso presentado en la figura II-1, en los puntos (1) y (2).

$$\bar{V}p + \frac{V^2}{2gc} + \frac{gx}{gc} + dW = \bar{V}(p-dp) + \frac{(V+dv)^2}{2gc} + \frac{g(x+dx)-dhf}{gc}$$

(I-9)

La Ecuación (I-9) es una ecuación diferencial, cuya solución requiere de las siguientes condiciones de contorno.

- a.-Los términos de cambio de energía cinética y potencial. Se consideran despreciables y pueden ser tomadas como cero.
- b.-El flujo se efectúa bajo condiciones de estado estacionario, o sea el flujo es continuo, esto es, la misma cantidad de gas pasa por cada sección transversal de la tubería, durante un mismo intervalo de tiempo y es isotérmico.
- c.-Como el sistema no realiza trabajo alguno, ni tampoco lo recibe del exterior, este término es considerado como cero.
- d.-El gas natural se comporta de acuerdo a la ley de Boyle

$$(P_1 V_1 = P_2 V_2) \text{ donde } T = \text{cte}$$

- e.-No existe transferencia de calor a los alrededores.
- f.-El flujo es horizontal.



Los cambios de temperatura del gas generalmente son moderados y para observaciones simultáneas - las temperaturas a la entrada y a la salida de una sección de tubería son casi las mismas.

Los cambios de elevación a lo largo de una tubería raramente son muy grandes y su efecto en cálculos de flujo de gas usualmente se puede pasar por alto.

Otra consideración de primordial importancia - que obligatoriamente se debe tomar en cuenta, en el estudio del flujo de gas, es la corrección por su - percompresibilidad.

En base a estas suposiciones la Ecuación (I-9) se reduce a :

$$\bar{V} dp + dh_f = 0 \quad (I-10)$$

El término de pérdida por fricción dh_f se evalúa utilizando la conocida relación empírica de Darcy-Weisbach.

$$dh_f = \frac{fV^2 dL}{2gCD} \quad (I-11)$$

Reemplazando en la Ecuación (I-10) se tiene:

$$\bar{V} dp + \frac{fV^2 dL}{2gCD} = 0 \quad (I-12)$$

Dónde:

\bar{V} = Volúmen específico ft^3/lbm
P = Presión $\text{lb}/\text{pulg}^2 = 144 \text{ lb}/\text{ft}^2$
f = Factor de fricción de Moody
V = Velocidad ft/seg
D = Diámetro de la tubería ft
L = Longitud de la tubería ft
gc = Aceleración de la gravedad = 32.17
 $\frac{\text{lbm} - \text{ft}}{\text{lb} - \text{seg}^2}$

Entonces:

$$144 \bar{V} dp + \frac{fV^2 dL}{2gcD} = 0 \quad (\text{I-13})$$

Dónde f es un valor conocido como factor de fricción y cuyo valor es función del número de Reynolds y de la rugocidad relativa de la tubería.

El número de Reynolds se determina mediante la relación:

$$\text{Re} = \frac{DV\rho}{\mu} \quad (\text{I-14})$$

Dónde:

Re = Número de Reynolds adimensional
V = Velocidad del fluido ft/seg
 ρ = Densidad del fluido lbs/ft^3
 μ = Viscosidad $\text{lbm}/\text{ft}-\text{seg}$
D = Diámetro de la línea ft

La expresión rugosidad relativa es la relación que se obtiene de dividir la rugosidad absoluta de la tubería, la cual a su vez es función del material de que está construída entre el diámetro interno de la tubería.

Según algunos autores el valor de la rugosidad absoluta en líneas de transmisión construída en tuberías de acero es de 0.0007 pulgadas.

De acuerdo al valor del número de Reynolds se describen las condiciones de flujo como LAMINAR para $Re = 2000$, CRITICO para $2000 \leq Re \leq 4000$, de Transición para $4000 \leq Re \leq 12500$ y TURBULENTO para $Re \gt 12500$.

Debido a la baja viscosidad del gas natural es frecuente que la condición de flujo imperante en las líneas transmisoras sea la turbulenta. Cuando son estas las condiciones el factor f deja de ser función del número de Reynolds, para serlo únicamente la rugosidad relativa.

La Ecuación (I-13) es el punto de arranque para la derivación de varias Ecuaciones para la transmisión del gas natural.

La velocidad V puede expresarse en términos de volúmen (rata de flujo) y el área transversal de la tubería así:

$$V(\text{ft/seg}) = \text{ft}^3/\text{seg} \times 1/\text{ft}^2$$
$$V = \frac{Q}{A} \quad (\text{I-15})$$

Q es la rata de flujo de gas (ft³/hr) medido a condiciones standard Tb (°R) y Pb (Psia).

Entonces:

Según la Ley Universal de los Gases

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2} = R$$

$$\frac{P_1}{T_1} \left(\frac{\partial V_1}{\partial t} \right) = \frac{P_2}{T_2} \left(\frac{\partial V_2}{\partial t} \right) = R; \quad Q = \left(\frac{\partial V}{\partial t} \right)$$

Según la Ley de Avogadro $R = \frac{Q_b P_b}{T_b}$

$$\frac{PQ}{T} = R = \frac{Q_b P_b}{T_b}$$

$$Q = \left(\frac{Q_b P_b}{T_b} \right) \left(\frac{T}{P} \right) \left(\frac{1}{3600} \right) = \text{ft}^3/\text{seg} \quad (\text{I-16})$$

$$A = \frac{\pi I}{4} \cdot D^2 \quad (\text{I-17})$$

Reemplazando (I-16) y (I-17) en (I-15)

$$V = \left(\frac{Q_b}{3600} \right) \left(\frac{T}{T_b} \right) \left(\frac{P_b}{P} \right) \left(\frac{4}{\pi I} \right) \left(\frac{1}{D^2} \right) \left(\frac{Z}{1.00} \right) \quad (\text{I-18})$$

Para gases Reales:

$$\bar{V} \text{ (ft}^3/\text{lbm)} = \frac{ZRT}{P \bar{M}}$$

Donde:

Z = Factor de desviación del Gas (supercompresibilidad).

R = Constante Universal de los gases = 10.732

T = Temperatura °R

P = Presión Psia

\bar{M} = Peso Molecular del gas

$$M = 29 * G \quad (I-20)$$

G = Gravedad específica del gas

Reemplazando (I-18), (I-19), y (I-20) en la Ecuación (I-13) :

$$144 \left(\frac{10.732 * Z * T}{29 * G * P} \right) dp + \frac{f}{2 * 32.17} \left(\frac{4 Q_b T P_b Z}{3600 T \pi P D} \right)^2 \frac{DL}{D} = 0$$

$$53.29 \frac{ZT}{GP} dp + 1.9444 * 10^{-9} \frac{f}{D^5} \left(\frac{Q_b T P_b Z}{T_b P} \right)^2 dL = 0$$

Integrando y usando un valor promedio de Zp

$$1.9444 * 10^{-9} \frac{f}{D^5} \left(\frac{Q_b T P_b Z_p}{T_b} \right)^2 \int_0^L dL = -53.29 \frac{Z_p T}{G} \int_{P_1}^{P_2} \frac{P^2}{P dp}$$

$$1.9444 * 10^{-9} \frac{f}{D^5} \left(\frac{Q_b T P_b Z_p}{T_b} \right)^2 L = -53.29 \frac{Z_p T}{G} \left[\frac{1}{2} (P_2^2 - P_1^2) \right]$$

$$Q_b^2 = \frac{53.29}{1.9444 * 10^{-9}} \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^2 \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{2 f Z_p T G L} \right) D^5$$

Si L está en millas y D en pulgadas

$$Q_b^2 = \frac{53.29}{1.9444 \cdot 10^{-9}} \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^2 \frac{(P_1^2 - P_2^2) (D/12)^5}{2 f Z_p G T (5280L)}$$

$$Q_b = 3.23 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5}{G Z_p T f L} \right]^{0.5} \quad (I-21)$$

El factor de compresibilidad del gas es función de la Presión y temperatura, como se asumió flujo isotérmico, sólo la presión variará en la trayectoria del flujo. Con el fin de simplificar la evaluación del integral que contiene Z_p ; se lo ha sacado fuera del mismo, evaluandolo a condiciones promedias de flujo.

Weymouth supuso que el factor de fricción variaba con el diámetro interior de la tubería, de acuerdo a la relación:

$$f = \frac{0.032}{D^{1/3}} \quad (I-22)$$

Reemplazando (I-22) en la Ecuación (I-21) se tiene:

$$Q_b = 18.062 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^{16/3}}{G Z_p T L} \right]^{0.5} \quad (I-23)$$

Multiplicando por 24 y un factor de eficiencia de la tubería E, tenemos la rata de flujo de gas en $\text{ft}^3/\text{Día}$.

$$Q_b = 433.488 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^{16/3}}{G Z_p T L} \right]^{0.5} \cdot E \quad (I-24)$$

Donde:

Tb = Temperatura base en °Rankine (520°R)

Pb = Presión base, Lpca (14.7 lpca)

p1 = Presión de entrada al sistema en Lpca

p2 = Presión de salida del sistema en Lpca

D = Diámetro interno de la tubería en pulg.

G = Gravedad específica del gas (aire = 1.0)

T = Temperatura de flujo del gas en el sistema
en °R

L = Longitud de la tubería en millas

E = factor eficiencia de la tubería = 0.95 (tuberías nuevas)

II-5.-POTENCIA REQUERIDA EN LOS COMPRESORES.-

De primordial importancia en las operaciones de manejo de caudales de gas en el campo, es la compresión del mismo. En el diseño de los equipos de compresión, un parámetro de mayor importancia es el de la potencia del elemento motriz, que activará los cilindros compresores.

Para el cálculo de la potencia requerida para manejar un volumen dado de gas de unas ciertas características físicas, desde un nivel de presión menor a otro de mayor valor mediante el "trabajo ejercido" sobre el fluido por un compresor. El nivel incrementado de energía se refleja en una presión elevada del gas.

Para este efecto se han desarrollado dos métodos que nos permitirán predecir con más o menos precisión el valor del trabajo a realizar por unidad de tiempo, (lo que es equivalente a calcular la potencia) a fin de cumplir con los requisitos mencionados.

El primer método es el analítico y se basa en aproximaciones idealizadas del comportamiento del gas natural, lo que conduce a soluciones razonablemente próximas a los valores verdaderos. El segundo método es eminentemente termodinámico y está basado en el diagrama de Mollier, Entalpía-Entropía (H-S) del gas manejado. Dicho método permite realizar evaluaciones sumamente precisas, ya que se basa en el comportamiento real del gas considerado, sin embargo para el caso del gas natural se ha preferido el método analítico, debido a su relativa fácil aplicación ya que no son abundantes en la literatura de diagramas de Mollier, para gases naturales específicos que proporcionarían resultados de confianza.

En este tema lo que se propone es hacer una elaboración de las Ecuaciones necesarias, para aplicaciones en el diseño.

II-5.1.-COMENTARIOS GENERALES.-

La compresión de un gas se efectúa median-

te dos mecanismos distintos, la compresión recíproca
nte y la centrífuga.

La compresión recíproca se efectúa con una unidad independiente, que suministra la energía requerida a los cilindros de compresión. En éstos - el proceso de compresión/expansión del gas se lleva a cabo en forma cíclica, repetitiva o de carácter recíproca, por la naturaleza del mecanismo y las consideraciones mecánicas del diseño, un compresor recíproca es básicamente una instalación de Capacidad Constante. Expresado en otra forma, la energía total requerida para comprimir un gas en un compresor recíproca, sería en función a los requerimientos inherentes del mecanismo: (fricción interna, transferencia de calor etc.) pero la capacidad del mismo se mantiene relativamente constante. La figura II-2 contiene una curva típica de una instalación recíproca - indicando la variación acentuada del BHP ("Caballaje") en función al volúmen de descarga.

Al contrario las instalaciones centrífugas se consideran unas de capacidad variante, para un requerimiento de potencia relativamente constante. En general los compresores recíproca se utilizan para aplicaciones de baja y mediana capacidad; mientras que los centrífugos se utilizan para caudales mayores. La tabla 1 presenta un lineamiento general de los límites y rangos de cada tipo de instalación.

TABLA 1

LIMITES DE UTILIZACION PARA LOS COMPRESORES RECIPRO
CANTES Y CENTRIFUGOS

<u>TASA NOMINAL</u> <u>(PCN/MIN)</u>	<u>COMPRESOR</u>
\leq 500	RECIPROCANTE
500 - 7500	RECIPROCANTE/CENTRIFUGO
7500 - 100.000	CENTRIFUGO
\geq 100.000	AXIAL

De acuerdo a esto y debido a que el volúmen de gas que se maneja en el diseño que se presenta en este trabajo, me limitaré a tratar el cálculo de la potencia requerida, para el caso de compresores centrífugos.

II-5.2.-COMPRESORES CENTRIFUGOS.-

Como se ha indicado el compresor centrífugo cumple su función óptimamente, para instalaciones cuyos caudales exceden los 500 PCN/MIN. La instalación centrífuga puede ser de una etapa o varias pero distinto a los compresores, estas están contenidas en una sola armadura.

Por consiguiente, los compresores centrífugos no tienen límite en cuanto a la relación de compresión, R como la presión de succión P_s , se convierte en la presión de descarga P_d , mediante una acción rotativa monodireccional. Las Ecuaciones que se desarrollan para las aplicaciones centrífugas, son basadas en las Leyes de la Termodinámica, propiedades del gas natural y factores de corrección, según experiencias e investigaciones realizadas por las Empresas-fabricantes de estos Equipos.

II-5.2.1.-TRABAJO DE COMPRESION.-

Para calcular el trabajo requerido para comprimir un gas de una presión P_s . (succión) a presión P_d (descarga). Se estipula el siguiente balance de Energía.

$$- dw = dQ + dwf + \bar{V}dP \quad (\text{II-1})$$

Donde:

w = trabajo ejercido por el sistema

dwf = Pérdidas por fricción

Q = Calor transferido al sistema

\bar{V} = Volúmen específico

dP = Diferencial de presión

Para el proceso isentrópico

$$- dw = \bar{V}dP \quad (\text{II-2})$$

Siendo el trabajo negativo, porque es ejercido por el sistema.

Utilizando la Ecuación Politrópica tenemos:

$$PV^k = C \quad ; \quad v = \left(\frac{C}{P} \right)^{1/k}$$

$$\Delta W = C^{1/k} \int_{P_s}^{P_d} \frac{dp}{p^{1/k}} \quad (II-3)$$

Integrando:

$$\Delta W = C^{1/k} \left[\frac{\frac{k-1}{k} P_d}{\frac{k-1}{k} P_s} \right] \quad (II-4)$$

$$\Delta W = \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[P_d \frac{k-1}{k} - P_s \frac{k-1}{k} \right] \quad (II-5)$$

Pero: $C^{1/k} = P^{1/k} * V = P_s^{1/k} * Q_f$

Entonces:

$$\Delta W = \left(\frac{k}{k-1} \right) Q_f P_s^{1/k} \left[P_d \frac{k-1}{k} - P_s \frac{k-1}{k} \right] \quad (II-6)$$

Multiplicando y dividiendo para $P_s \frac{k-1}{k}$ tenemos:

$$\Delta W = \left(\frac{k}{k-1} \right) Q_f P_s \left[\left(\frac{P_d}{P_s} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (II-7)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \text{lb} - \text{pie}/\text{Min} \\ P_s &= \text{lb}/\text{pie}^2 \end{aligned}$$

Ahora

$$Q_f = \frac{\dot{M} ZPRT}{PS \cdot \overline{PM}} \quad (II-8)$$

Donde:

Q_f = Caudal comprimido - pie³/min

\dot{M} = Masa comprimida - lb/min

ZP = Factor de compresibilidad promedio

$$\omega \frac{Ps+PD}{2} \text{ y } T^\circ$$

T = Temperatura °R

\overline{PM} = Peso molecular del gas

Pero la Potencia adiabática es igual a:

$$H_{ad} = \left(\frac{\Delta W}{\dot{M}} \right) = \frac{\text{lb-pie/min}}{\text{lb/min}} = \text{pies} \quad (II-9)$$

La Ecuación (II-9) define lo que se llama la potencia del compresor expresado en unidades de "pies".

Luego la potencia adiabática será:

$$H_{ad} = 1544 \left(\frac{k}{k-1} \right) \frac{ZPT}{\overline{PM}} \left[\left(\frac{Pd}{Ps} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (II-10)$$

Se entiende que la potencia adiabática representada por la Ecuación (II-10) requiere un factor de corrección para convertirla a una expresión real. Este factor se define a continuación:

$$H_{adc} = \frac{H_{ad}}{E_{ad}} \quad \text{y} \quad R = \frac{P_d}{P_s} \quad (\text{II-11})$$

Donde:

H_{adc} = Potencia adiabática corregida

E_{ad} = Eficiencia adiabática (< 1.0)

R = Relación de compresión

A su vez el caballaje total de gas en compresores -
centrífugos se define así:

$$GHP = \frac{H_{adc} \dot{M}}{33000} \quad (\text{II-12})$$

Corrigiendo esto para las pérdidas incurridas en los
sellos del mecanismo de compresión, resulta la po -
tencia del freno BHP.

$$BHP = GHP + 50 \quad (\text{II-13})$$

Reemplazando las Ecuaciones (II-11); (II-12); (II-13)
en la Ecuación (II-10); resulta la Ecuación que de -
termina la potencia de un compresor centrífugo y -
que se expresa en la siguiente forma:

$$BHP = \frac{1544 Z_p K T \dot{M}}{33000 E_{ad}(k-1) \bar{P} \bar{M}} \left[(R)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (\text{II-14})$$

Donde:

BHP = Potencia teórica requerida, expresada
en HP.

- Z_p = Factor de compresibilidad promedio
 K = Exponente adiabático del gas, depende de la composición del gas natural.
 T = Temperatura de entrada al compresor ($^{\circ}R$)
 \dot{M} = Rata de flujo de gas expresada en lbm/min
 E_{ad} = Eficiencia adiabática. Se asume un valor de 74% (valor de experiencia)

Simplificando la expresión anterior, queda de la siguiente forma:

$$BHP = \frac{0.0632 Z_p K T \dot{M}}{(k-1) \bar{P} \bar{M}} \left[(R)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (II-15)$$

Asumiendo una eficiencia mecánica del compresor igual al 90% y se obtiene la potencia neta requerida al eje del compresor, dada por la expresión final.

$$BHP = \frac{0.0702 Z_p K T \dot{M}}{(k-1) \bar{P} \bar{M}} \left[(R)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (II-16)$$

II-5.2.2.-DETERMINACION DEL FLUJO DE MASA DE GAS (\dot{M})

En base a la definición de volumen específico para condiciones standard.

$$\dot{M} = \frac{Q_b}{1.44} \cdot \frac{1000}{V_s} = \text{lbm/min} \quad (II-17)$$



Donde:

Q_b = Flujo de Gas expresado en MMPCND

V_S = Volúmen específico Standard expresado en Pie^3/lbm y calculado según la relación.

$$V_S = \frac{13.08}{G} \quad (\text{II-18})$$

Siendo:

G = Gravedad específica del gas

II-5.2.3.-COMPUTO DEL FACTOR K.-

En muchas de las Ecuaciones de compresión surge la necesidad de calcular el factor K.

En dicho cálculo para un gas de una composición conocida se utiliza la teoría de fracciones molares, según el siguiente desarrollo:

$$K (T) = \frac{M_{Cp}^{\circ}}{M_{CV}^{\circ}} \quad (\text{II-19})$$

Donde:

M_{Cp}° = Calor específico molar a $P = \text{cte}$

M_{CV}° = Calor específico molar a $V = \text{cte}$

M_{Cv}

De acuerdo a la relación de Mayer:

$$MCv^\circ = MCp^\circ - 1545/778 \quad (II-20)$$

Donde:

1545 = Constante Universal de los gases -

$$\left(\frac{\text{pie} - \text{lb f}}{\text{lbmol} \text{ } ^\circ\text{R}} \right)$$

$$778 = 1 \text{ lb f} - \text{pie/BTU}$$

$$MCp^\circ = \sum_{i=1}^n \bar{P}Mi * Cpi * Yi \quad (II-21)$$

Donde:

$\bar{P}Mi$ = Peso molecular del componente "i"

Yi = Fracción molar del componente "i" en el gas

n = Número de componentes

K(T) = Función de la Temperatura

Los valores de MCp° se encuentran tabulados en la - tabla 2 para 60°F y 100°F.

TABLA 2

CALOR ESPECIFICO MOLAR A P=cte

$$MCp^\circ = \frac{\text{BTU}}{\text{lbmol} \text{ } ^\circ\text{R}}$$

<u>COMPOSICION</u>	<u>FORMULA QUIMICA</u>	<u>MCp°</u>	
		<u>A 60°F</u>	<u>A 100°F</u>
C1	CH4	8.456	8.651
C2	C2H6	12.320	12.950
C3	C3H8	17.13	18.17

TABLA 2 (CONTINUACION)

<u>COMPOSICION</u>	<u>FORMULA QUIMICA</u>	<u>MCp°</u>	
		<u>A 60°F</u>	<u>A 100°F</u>
1C4	C4H10	22.50	23.95
nC4	C4H10	22.71	24.07
1C5	C5H12	27.61	29.42
nC5	C5H12	28.01	29.70
C6	C6H14	33.30	35.36
CO2	CO2	8.762	9.004

II-5.2.4.-RELACION DE COMPRESION Y ETAPAS MULTIPLES.-

Se denomina relación de compresión al cociente entre la presión de descarga y la presión de succión de un compresor.

Esta relación se encuentra limitada por las altas temperaturas que se obtienen a la descarga de un compresor, debido al peligro que esto representa en la manipulación de gases, combustibles y además los posibles daños a que están expuestas las partes integrantes de la unidad. Cuando no existe oxígeno presente en la corriente de gas, se estiman valores de 350°F y 400°F, como máximas temperaturas de descarga.

Las relaciones de compresión óptimas obtenidas para unidades centrífugas, situadas a una distancia no menor de 100 millas, oscila entre 1.1 y 3.5. En caso de que las condiciones requeridas exijan relaciones de compresión mayores, se realiza la compresión

sión del gas en varias etapas, tomando en cuenta que relaciones de compresión iguales proporcionan un mayor rendimiento. Conocidas la Presión Inicial y la Presión Final requeridas, se obtendrán la presión o presiones intermedias, considerando relaciones de compresión iguales por Etapa. Así tenemos que para dos Etapas la relación por Etapa es igual a la raíz cuadrada de la relación total; para tres etapas a la raíz cúbica y así sucesivamente.

II-5.2.5.-ESPECIFICACIONES DE LOS COMPRESORES.-

Entre las principales especificaciones que deben considerarse cuando se va a seleccionar un compresor están:

- a.-Fabricante
- b.-Potencia al freno (BHP)
- c.-Modelo
- d.-Consumo de combustible (BTU/BHP/HORA)
- e.-Motor o parte motriz
- f.-Cantidad de cilindros
 - Diámetro interior (pulgadas)
 - Carrera (pulgadas)
- g.-Cilindros de compresión: Número máximo
- h.-Requerimientos de la fundación (metros cúbicos de terreno):
- i.-Peso de la máquina sin los cilindros compresores (libras).

Los requerimientos de combustible son de importancia, porque este gas debe ser transportado por el gasducto a la estación, por consiguiente, el caudal debe ser aumentado en las secciones anteriores a la primera estación de compresión.

Un 10% de la potencia del compresor es consumida por algunos dispositivos mecánicos del mismo, tales como, bombas de aceite, lubricante y agua de enfriamiento.

En cada estación, la potencia requerida por los compresores debe estar distribuída igualmente; cuando menos en dos unidades de compresión, pudiéndose proveer otra unidad de igual potencia a las anteriores como repuesto.

II-5.2.6.-FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD (Z_p).

Existen varios métodos gráficos y matemáticos para calcular Z_p . Sin embargo en el presente estudio se utiliza la siguiente relación, en función de las presiones, así se tiene:

$$Z_p = 1.0 - 815 * 10^{-7} (P_I + P_F) + 107 * 10^{-10} * (P_I^2 + P_I * P_F + P_F^2) \quad (II-22)$$

Donde:

P_I = Presión Inicial (L_{pca})

PF = Presión Final (Lpca)

El factor de compresibilidad es una cantidad adimensional, para corregir el comportamiento ideal de los gases (para el cual el factor es la unidad), a su comportamiento real.

II-6.-SELECCION DEL ESPESOR.-

Para la selección del espesor se debe tener en cuenta la descripción general del área geográfica con sus características (índice de población etc.), como una base para escoger el tipo de construcción y los métodos de prueba; para usar en este tipo de lugares, el tipo de construcción es importante en el cálculo del espesor ya que el espesor es inversamente proporcional al tipo de construcción, como se verá más adelante.

II-6.1.-ECUACION PARA EL CALCULO DEL ESPESOR REQUERIDO.-

Una vez fijado el diámetro nominal mediante el uso de una Ecuación de Flujo, se procede a determinar el calibre o espesor de la tubería a usar. Este es función de la presión máxima de operación, la clase de acero a usar, la forma en que la tubería ha sido manufacturado, la máxima temperatura de operación y el medio ambiente que rodea la línea.

Todos estos factores se encuentran relacionados mediante la Ecuación:

$$P = \frac{2 S t F E T}{D} \quad (\text{II-23})$$

Donde:

- P= Presión de diseño, (Lpca + 14.7)
- D= Diámetro exterior de la tubería (pulg.)
- t= Espesor mínimo de pared (pulgadas)
- S= Resistencia mínima a la ruptura (ver tabla 6)
- F= Factor de tipo de construcción (ver tabla 3)
- E= Factor de tipo de unión longitudinal - (ver tabla 5)
- T= Factor de temperatura (ver tabla 4)

La Ecuación anterior (II-23) al igual que los valores de factor de diseño que se muestran en las tablas 3 y 4 han sido extractados del Código ASA B 31.1 del "American Standard Code for Pressure Piping", propuesto por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) y ampliamente utilizadas en la especificación de tuberías para transmisión y distribución de gas. Por otro lado el Instituto Americano del Petróleo - (API) ha publicado una serie de especificaciones resumidas en las tablas 5 y 6, sobre tuberías de alta-resistencia comunmente utilizadas en la construcción de líneas de gas.

TABLA 3

<u>TIPO DE CONSTRUCCION</u>	<u>FACTOR F</u>
A	0.72
B	0.60
C	0.50
D	0.40

Dónde los distintos tipos de construcción se describen como:

A.-Cuando la línea cruza o es paralela a vías de comunicación privadas o públicas, en tierras baldías desiertos, zonas montañosas y terrenos apropiados para la agricultura y además el índice de densidad de población sea 12 o menos personas, para cualquier sección en un tramo de diez millas o el índice sea de 20 o menos, para cualquier sección de una milla de la línea.

B.-Incluye áreas similares a las señaladas en el tipo A, pero con densidades de ^{10 personas} más de 20 para una milla ⁽¹⁰⁾ o excede 12 para las diez millas.

C.-Cubre líneas que cruzan o son paralelas a vías de comunicación públicas o privadas, en áreas subdivididas para usos comerciales y residenciales, en donde por la época que fue constituida la línea un 10% o más de dichos terrenos tenían edificaciones o completamente ocupados por edificaciones de menos de tres pisos. ~~Tuberías~~ y dentro de plantas compresoras.

$$11.10 = 1.60910$$

D.-La línea cruza áreas donde prevalecen edificios de múltiples pisos, el tráfico es pesado y denso y - donde pueden haber otras instalaciones de utilidad - pública bajo tierra.

TABLA 4

FACTOR DE TEMPERATURA DE OPERACION

<u>TEMPERATURA °F</u>	<u>FACTOR T</u>
250 o menos	1.000
300	0.967
350	0.933
400	0.900
450	0.867

TABLA 5

FACTOR DE TIPO DE UNION LONGITUDINAL

<u>N°DE ESPECIFICACIONES</u>	<u>TIPO DE TUBERIA</u>	<u>FACTOR E</u>
A S T M A 53	Sin costura	1.00
A S T M A 53	Soldadura con resistencia eléctrica	1.00
A S T M A106	Sin costura	1.00
A S T M A134	Soldadura por fusión de arco eléctrico	0.80
A S T M A135	Soldadura por resistencia eléctrica	1.00

TABLA 5
(CONTINUACION)

<u>N°ESPECIFICACION</u>	<u>TIPO DE TUBERIA</u>	<u>FACTOR E</u>
ASTM A139	Soldadura por fusión eléctrica	0.80
ASTM A155	Sin costura	1.00
API 5LX	Sin costura	1.00
API 5L		

Normalmente en las líneas de gas se usa la especificación API 5LX

TABLA 6
RESISTENCIA MINIMA A LA RUPTURA

<u>GRADO DE ACERO</u>	<u>VALOR DE S</u>
A	30.000 Lpc
B	35.000 Lpc
X42	42.000 Lpc
X46	46.000 Lpc
X52	52.000 Lpc
X65	65.000 Lpc

De los aceros mencionados los más populares en la construcción de líneas son el grado B y X65. El primero es utilizado en la construcción de líneas largas que operan a bajas presiones y líneas cortas que operan a elevadas presiones en el interior de plantas compresoras y procesadoras. El acero X65 resulta ideal para la construcción de líneas de tube-

ría largas que operan a elevadas presiones, ya que para una misma presión requiere de menos espesor que una tubería grado B.

La presión de diseño para tuberías no debe exceder el 60% de la presión de prueba de la fábrica, o al menos debe ser igual a la calculada por la fórmula.

II-7.-ECUACION DE FLUJO DE CAJA DESCONTADO.-

Las diferentes alternativas que se presentan en este estudio deben ser evaluadas económicamente, con el objeto de seleccionar aquella que ofrezca los mejores beneficios del Capital invertido.

Para ello se ha utilizado el método, conocido bajo el nombre de "Valor Presente" o "Flujo Neto de Caja descontado". el cual consiste en hallar el valor presente de ingresos y egresos, que originan las diferentes inversiones y costos anuales en el período en estudio. Este método toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo, factor de importancia en un análisis de alternativas, donde los ingresos y egresos varían anualmente.

Como se considera que para las alternativas planteadas se obtendrán los mismos ingresos por la venta del gas, se puede prescindir de la estima -

ción de los mismos.

La Ecuación para el flujo neto de caja descontado - viene expresada en la siguiente forma:

$$FC = -IP - IS - \sum_{y=0}^{y=n} OP \frac{1}{(1+a)^y} - \sum_{y=0}^{y=n} OF \frac{1}{(1+a)^y} -$$

$$IF - AI + \sum_{y=0}^{y=n} SQ \frac{1}{(1+a)^y}$$

(II-24)

Dónde:

- FC= Flujo de Caja Descontado
- IP= Inversión en tubería
- IS= Inversiones en estaciones de compresión
- OP= Costos Operacionales anuales en tubería
- OF= Costos operacionales anuales en el campo
- IF= Inversión en el campo
- AI= Inversión Marginal en el campo para producción Extra de gas.
- S= Precio de Venta del gas
- Q= Ventas anuales
- a= Tasa de actualización económica o de descuento.
- y= Tiempo de vida del Proyecto en años.

Además del costo de la tubería comprende, re cubrimientos, apertura de la zanja, arreglo, relleno servidumbre de paso, daños, gastos de estudio y proyecto, inspección, comunicaciones, gastos fijos (Administrativos), transporte y contingencias.

II-7.2.-INVERSION EN ESTACIONES DE COMPRESION.-

Comprenden, el costo de los compresores, e quipo auxiliar, alojamiento de los empleados, tubería de la estación, edificaciones, sitio de las estaciones, comunicaciones, inspección, gastos fijos, contingencias e instalación y montaje .

II-7.3.-COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO.-

Estos comprenden la mano de obra, combusti ble, accesorios, aceite, lubricantes y los gastos fijos de operación, como supervisión, salarios.

II-7.4.-INVERSION EN EL CAMPO.-

Incluye los gastos realizados en la fase exploratoria, perforación, hasta la puesta en producción del campo.

II-7.5.-COSTO DEL GAS.-

La determinación del costo del gas, está basado en el análisis de la oferta, para lo cual se toma en cuenta las diferentes fuentes de suministro, vigentes y las posibilidades de explotación gasífera.

En la determinación del precio del gas, para un caso específico, se sugiere la utilización del siguiente método:

- a.-Elaborar un plano esquemático del sistema en referencia, mostrando el flujo de gas, desde el punto de salida, hasta el punto de entrega, señalando todos los elementos involucrados en el manejo del gas.
- b.-Definir las características técnicas de todos los elementos del sistema, incluyendo capacidad, vida útil estimada, uso del gas a fin de distribuir los costos, tipo de gas, (asociado o no asociado) etc.
- c.-Establecer el programa de inversiones (nuevas y de reemplazo) dentro del horizonte económico en consideración.
- d.-Determinar el programa de costos operacionales y en general, todos los costos aplicables, dentro del horizonte económico en consideración.
- e.-Estimar el pronóstico de la demanda del gas, y el programa de entregas, dentro del horizonte econó-

mico considerado.

- f,-Establecer las bases para el funcionamiento y la operación del sistema. Definir los parámetros - de confiabilidad y factores de diseño.
- g.-El precio mínimo del gas puede obtenerse de la - siguiente Ecuación:

$$P = \frac{\sum_0^{J=n} \frac{C}{(1+i)^J} - a \sum_0^{J=n} \frac{D}{(1+i)^J} + \sum_0^{J=n} \frac{G}{(1+i)^J}}{(1-a) \sum_0^n \frac{V}{(1+i)^J}} + R$$

(II-25)

Donde:

C= Inversión o valor de reemplazo

D= Depreciación, Amortización del capital

V= Volúmen de Ventas

G= Costo Total aplicable

R= Valor de Regalía

a= Tasa aplicable sobre el impuesto a la renta
(fracción)

i= Tasa de descuento

J= Vida del Proyecto

Es importante recordar que si el flujo de caja neto es positivo, significa que el rendimiento esperado - del Proyecto de Inversión es mayor que la rentabilidad mínima aceptable de la Empresa.

C A P I T U L O I I I
=====

DESCRIPCION DEL DISEÑO

III-1.-METODOLOGIA UTILIZADA EN EL PROGRAMA PARA EL DISEÑO DE UN GASDUCTO.-

El diseño de un gasducto presenta un gran número de grados de libertad, debido a que son muchas las variables que se pueden manejar al mismo tiempo. Sin embargo de ello en este capítulo se tratará sobre el enfoque adoptado para el diseño que se presenta, valiéndose para el efecto de algunas asunciones necesarias, para resolver el problema.

III-1.1.-ANALISIS TECNICO.-

El análisis técnico se efectúa utilizando las Ecuaciones I-24; II-16; II-22; II-23; II-24, desarrolladas en el capítulo anterior.

III-1.1.1.-PARAMETROS FIJOS ASUMIDOS EN EL DISEÑO.-

Los siguientes datos han sido asumidos como invariables en el diseño del gasducto.

- a.-La temperatura ambiental máxima promedio = 80°F
- b.-La presión inicial se ha tomado = 800 Lpca.
- c.-La presión final también 800 Lpca

El hecho de que la presión inicial y final se asuman iguales, indica necesariamente el uso de estaciones de compresión.

- d.-La rata de flujo $Q = 1500$ M³/CND
- e.-El espaciamiento entre estaciones de compresión se asume equidistantes.
- f.-Se considera que no hay desnivel en el terreno

- g.-La distancia del gasducto L= 187.5 millas
 h.-El tipo de tubería utilizada es de acero X-65

III-1.1.2.-PARAMETROS PRINCIPALES DEL GAS UTILIZADO PARA EL -
 DISEÑO.-

a.-Determinación del Peso Molecular del Gas Natural

TABLA 7

COMPOSICION	FRACCION MOLAR (Yi)	PESO MOLECULAR (P \bar{M})	Yi*P \bar{M}
C1	0.8011	16.042	12.851
C2	0.0880	30.068	2.646
C3	0.0380	44.094	1.676
1C4	0.0043	58.120	0.249
nC4	0.0045	58.120	0.262
1C5	0.0013	72.146	0.094
nC5	0.0007	72.146	0.051
nC6	0.0002	86.172	0.0002
CO2	0.0619	44.010	2.856
	<u>1.0000</u>		<u>20.685</u>

Peso Molecular del gas = 20.685 lbm/lbmol

Gravedad específica = $\frac{\bar{P}M}{\text{Paire } 28.96} = \frac{20.685}{28.96} = 0.73$

Vapor de agua = 12 lbs/MMPCND

Poder calorífico= C $\left[(\bar{P}M * 49.6485) + 125.92.63 \right] = 1175 \text{ BTU/pie}^3$

C= factor de conversión = 1

b.-Determinación de la constante K del gas

Partiendo de la Ecuación (II-19)

$$K(T) = \frac{MCp^\circ}{MCv^\circ}$$

MCp° = El calor específico molar del gas a $P = \text{cte}$, se determina a Temperatura de funcionamiento del gasducto (T_f), considerado igual a 80°F . Se halla en base a los valores de MCp° de los componentes del gas (Ver tabla 7) a 80°F . Dichos valores se obtienen, interpolando entre los valores de MCp° a 60°F y 100°F , los cuales se muestran en la tabla 2 El resultado final se muestra en la tabla 8.

TABLA 8

Calor Específico molar del gas a $P = \text{cte}$ y $T_f = 80^\circ\text{F}$

$$MCp^\circ = \frac{\text{BTU}}{\text{lbmol}^\circ\text{R}}$$

COMPOSICION	Y_i	MCp°	$Y_i \cdot MCp^\circ$
C1	0.8011	8.55	6.85
C2	0.0880	12.54	1.11
C3	0.0380	17.65	0.67
1C4	0.0043	23.23	0.10
nC4	0.0045	23.39	0.11
1C5	0.0013	28.52	0.04
nC5	0.0007	28.86	0.02
C6	0.0002	34.33	0.01
CO2	0.0619	8.88	0.58

$$MCp^\circ = \sum Y_i MCp^\circ = 9.49 \text{ BTU/lbmol}^\circ\text{R}$$

Tomando la Ecuación (II-20)

$$MCv^{\circ} = MCp^{\circ} - 1545/778$$

$$MCv^{\circ} = 9.49 - 1545/778$$

$$K(T) = \frac{9.49}{9.49 - 1.986} = 1.26$$

c.-Determinación del flujo Masico (\dot{M})

De la Ecuación (II-17) se tiene

$$\dot{M} = \frac{Q}{1.44} * \frac{1000}{V_s}$$

De la Ecuación (II-18) se tiene

$$V_s = \frac{13.08}{G} = \frac{13.08}{0.73} = 17.92 \text{ pie}^3/\text{lbm}$$

Finalmente el flujo de masa viene expresado por la relación:

$$\dot{M} = \frac{Q}{1.44} * \frac{1000}{17.92} = 38.76 Q \text{ (lbm/min)}$$

Con esta relación y conociendo el flujo en volúmen se puede calcular la potencia requerida, usando la Ecuación (II-16).

III-1.1.3.-PARAMETROS VARIABLES EN EL DISEÑO: CASOS.-

Para definir un diseño óptimo del Sistema de Tuberías

han sido variados los parámetros que a continuación se detallan en el siguiente orden:

a.-Diámetro de la Tubería

Obviamente este es el parámetro de diseño primario, en el programa se han investigado con diámetros de 38, 40, 42 y 44 pulgadas, debido a que el volumen de gas que se va a manejar es alto.

b.-Presión máxima de trabajo.-

La Presión máxima de trabajo es también de primordial importancia, porque ella influencia directamente en el espesor de la pared (y por lo tanto la cantidad de acero y los costos).

La máxima presión de trabajo es encontrada usualmente entre 2130 Lpca y 994 Lpca.

Para el presente estudio se ha considerado las siguientes posibles máximas presiones de Trabajo:

1562 Lpca, 1275 Lpca, 994 Lpca.

A cada tamaño de tubería y máxima presión de trabajo le corresponde un espesor de pared, por lo tanto un diámetro interno (que gobierna la caída de presión en la línea) y un peso por unidad de longitud (que gobierna el peso de acero en la tubería)

c.-El último grado de libertad en definir el sistema es el número de estaciones compresoras (el cual está íntimamente relacionado a la presión mínima de trabajo, en la tubería o a la relación de compresión).

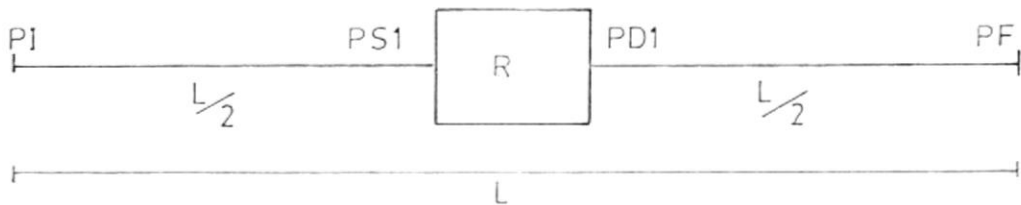
Para un tamaño dado de tubería y máxima presión de

trabajo, usualmente hay un límite inferior para el número de estaciones requeridas; normalmente esto ocurre cuando hay una moderada baja presión de succión, en las estaciones compresoras, en algunos casos se considera baja presión de succión 360 Lpca.

Se ha considerado entre 1 a 3 estaciones de compresión para los 187.5 millas.

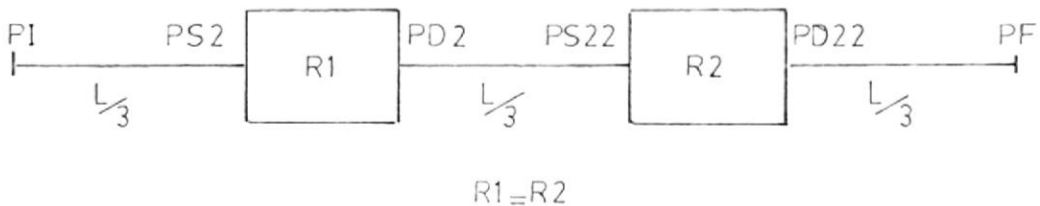
CASO 1:

Se considera una estación de compresión y se varían los diámetros y la presión máxima de Trabajo, el flujo se asume horizontal.



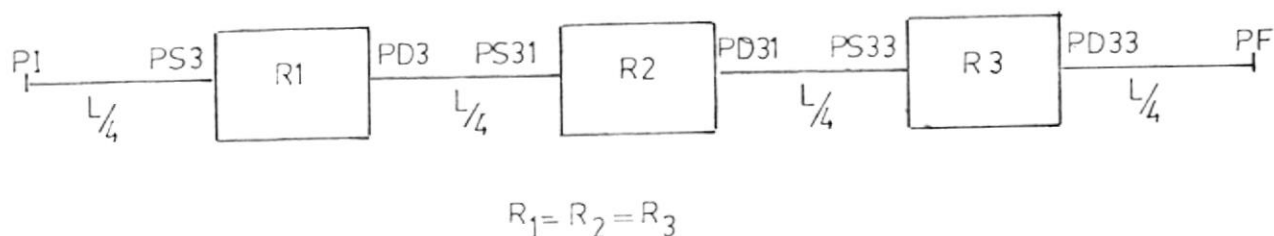
CASO 2:

Se considera dos estaciones de compresión, variando de igual forma los diámetros y la presión máxima de Trabajo; el flujo se asume horizontal.



CASO 3:

Se considera tres estaciones de compresión, las variables son el diámetro y la presión Máxima de Trabajo - de igual forma el flujo se asume horizontal.



La solución física entonces se obtiene mediante el procedimiento siguiente:

- a.-Se selecciona un diámetro de Tubería
- b.-Se selecciona una Máxima Presión de Trabajo que se compara con la presión calculada en cualquier punto.
- c.-Se asume una relación de compresión inicial
- d.-Se chequea que se tenga la presión conocida (PI),- ya que el proceso se efectúa de derecha a izquierda.
- e.-Se asume como equidistantes la distancia entre estaciones compresoras, para facilitar el trabajo.
- f.-Si al chequear la presión PI esta resulta diferente se varía el valor de R.
- g.-Se calcula la potencia requerida.

Este proceso se realiza en las subrutinas PDESCA, COM, COMP2, BHPFC.

III-1.2.-ANALISIS ECONOMICO.-

Una vez que el diseño físico ha sido corrido El sistema completo es definido y el criterio de selección económica puede ser calculada. Para la selección Económica se evalúa como se dijo anteriormente:

- a.-Inversión de tuberías
- b.-Inversión en Estaciones de compresión
- c.-Costo de Producción marginal de gas
- d.-Costos operativos anuales
- e.-Ventas descontadas, sobre la exacta duración de la vida del Proyecto.
- f.-El criterio Óptimo nos da el flujo de Caja Descontado

La subrutina BHPFC efectúa este cálculo

El flujo neto de Caja se evalúa como la diferencia entre los ingresos y los egresos. Todo este procedimiento se repite para cada año de la proyección descontándoles a un valor presente (al 15% asumido), cada uno de los flujos de caja. Luego la alternativa más atractiva será aquella que tenga el mayor Flujo de Caja.

III-1.2.1.-DATOS ECONOMICOS ASUMIDOS EN EL DISEÑO.-

Los datos de costos dados a continuación, y utilizados para los diferentes cálculos hechos, se han tomado de diferentes fuentes, para así tener valores-

cercanos a los reales, debiéndose en cada caso particular, verificar estos costos, y esto se debe a lo difícil que es encontrar esta clase de costos tabulados. Dichos costos son referentes a los costos de tuberías de 38; 40; 42; y 44 pulgadas, costos de inversión en estaciones de compresión, de inversión en el campo, y de operación en el campo. Todos estos valores se han introducido al programa como Datos en forma de Vectores.

Otros datos asumidos son:

Precio de venta del gas $S = 0.04 \text{ \$/pie}^3$
Tasa de actualización económica = 15%
Tiempo de vida del Proyecto $Y = 20$ años

Los resultados del diseño efectuado con todos estos datos, se presentan en el programa adjunto.

III-1.3.-DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE CALCULO.-

Para el análisis del comportamiento de las variables consideradas en el diseño del gasducto que se presenta en este estudio, se utilizó un programa de computadora.

Los datos del programa de cálculo se presenta en la página 1 del listado adjunto; como se puede apreciar constan los valores asumidos para el diámetro (D), inversión de la tubería (EIP), inversión en estaciones de compresión (EIS), costos operacionales anuales en tubería (OP), costos de inversión en el campo (EIF), e inversión marginal en el campo para producción extra del gas (AI).

En las páginas 2 a la 13 del listado adjunto se presenta

un diagrama de flujo del programa para el diseño de un gas ducto. De la página 14 a la 17 se tiene el programa principal de computación, con sus respectivas Subrutinas y son:

- SUBROUTINA PDESCA.-En esta se realiza el cálculo de la Presión de Descarga a partir de la Ecuación de Weymouth, considerando para este efecto el factor de compresibilidad Z_p .
- SUBROUTINA COMP.-En esta se procede a comparar la presión de descarga, con las presiones máximas de trabajo asumidas, y a la vez a partir de una relación de compresión asumida, se calcula la Presión de Succión, con la cual y utilizando nuevamente Weymouth se chequea la presión conocida en el extremo inicial del gasducto, si no es igual se incrementa el valor de R.
- SUBROUTINA COMP 2.-Esta calcula las presiones de succión para el caso de 2 y 3 estaciones de compresión.
- SUBROUTINA BHPFC.-Calcula la potencia en los compresores así como también el flujo de caja descontado.

III-1.4.-DISCUSION DE RESULTADOS.-

De los resultados (Pag. 18 del listado), se tiene para el caso de una, dos y tres estaciones de compresión que: a medida que el diámetro aumenta, el flujo de caja descontado aumenta. Por otro lado la potencia requerida disminuye. Para un mismo diámetro se observa que el flujo de caja de crece a medida que se aumentan las estaciones de compresión y la relación de compresión disminuye.

C A P I T U L O I V
=====

DISEÑO DE DETALLES

97471521

IV-1.-DETALLES.-

IV-1.1 .-CRUCES DE LA LINEA.-

Cuando la línea tiene que cruzar pequeñas barrancas, pantanos, etc. es necesario construirle un armazón de soporte o suspenderle de un cable. Cuando tiene que atravesar una carretera o una línea férrea; entonces hay que conducir la línea enterrada, hasta una profundidad tal que elimina la posibilidad de formación de surcos, y evite que la tubería sea sometida a vibraciones indebidas, así como a presiones de los vehículos que trafican.

IV-1.1.1.-CRUCES DE CARRETERAS Y LINEAS FERREAS.-

Generalmente cuando se realizan estos cruces se hacen por perforación de Túneles o empujes de tuberías hidráulicamente, en el interior de las carreteras y líneas férreas, sin molestar la superficie o alterar el tráfico.

Las máquinas perforadoras usan un taladro de perforación, que taladra un hueco horizontal de suficiente dimensión, para acomodar una envoltura a través de la cual la tubería será colocada. La envoltura puede ser de acero, de concreto-pretensado, o cemento asbesto. Estos revestimientos o camisas evitan derrumbes, así como daños a la superficie de la vía que cruza.

La profundidad del tubo a la superficie del camino de
berá ser de aproximadamente 1.20 metros.

IV-1.1.2.-CRUCES DE RIOS Y QUEBRADAS.-

En estos casos se cuenta con una variedad de procedi-
mientos a seguir, como son los siguientes:

- a.-Pasar la tubería por debajo del lecho del río
- b.-Pasar la tubería por encima del lecho del río, me-
diante la utilización de puentes o estructuras "H".
- c.-Sistema de suspensión por cable
- d.-Sumersión de una tubería sencilla
- e.-Sumersión de la tubería, pero con derivación a tra-
vés del paso.

En cruces de ríos, donde no se pueda construir un ar-
mazón o una estructura de soporte, es necesario intro-
ducir la tubería en la corriente de agua, o sumergir-
la en el río.

La línea sencilla puede tener un espesor de
pared tan grande, como 0.5 pulgadas, y estar bien en-
vuelta, sin que sea necesario agregarle peso adicio-
nal, para que venza el empuje hidráulico, o puede ser
que se considere de importancia cubrirla con una capa
de concreto, para proporcionarle además de protección
cierto peso. También pueden colocarse anclas de tube-
ría, en cada unión de la misma, para agregarle peso y
reforzarla.

Estas líneas sencillas también se usan para transporte

tar el gas, a través de lagos y aguas costaneras de los golfos.

Los pasos que se deben seguir para hacer un buen recubrimiento de la tubería en estos cruces, de tal manera que quede protegida contra la corrosión son:

- 1.-Se limpia bien la parte externa de la tubería - con cepillos de alambre de acero.
- 2.-Se hace un recubrimiento inicial con plástico
- 3.-Se agrega una capa de esmalte plástico
- 4.-Se envuelven con fibras de vidrio
- 5.-Se coloca otra capa de esmalte plástico
- 6.-Se envuelve nuevamente, pero con fieltro (tela de lana) perforado
- 7.-Se coloca un recubrimiento adicional de concreto.

Generalmente en caso de cruces de ríos, se adopta la solución de línea sencilla, pero si dicha línea además de ser sencilla es principal, entonces ésta se divide en varias líneas paralelas, cada una de las cuales se controla por medio de una válvula de compuerta. Estas líneas paralelas deben colocarse en el cauce del río, formando un arco, cuya parte convexa se opondrá a la dirección de la corriente. Esto se hace debido a que en esta posición las uniones de los tubos resisten mejor, ya que el agua tiende en este caso a comprimir la tubería. Si en cambio fuese la parte cóncava la que se opusiera a la corriente, habría probabilidad de que las líneas se partieran. Cuando la línea se encuentra sumergida, es necesario

cerciorarse que no ha de producirse algún accidente en la navegación.

IV-1.1.3.-NORMAS DISPONIBLES.-

Dentro de las normas que existen sobre este aspecto, se puede citar:

- a.-Para el cruce de carreteras públicas se deberá perforar por debajo de la misma y hacer el trabajo necesario para colocar un tubo de protección.
- b.-Se deberá hacer un hueco cilíndrico, con una máquina especial, en ningún caso deberán utilizarse herramientas para excavación. El Diámetro del hueco a perforar, no será superior al del tubo que se va a insertar en mas de 4".
- c.-Se deberán mantener linternas, barricadas, avisos- de advertencias y otros artefactos de seguridad, en cantidades suficientes, para proteger al público - de manera adecuada. Se colocarán puentes a través de las zanjias (cuando se abran) siempre que ello - sea necesario, para reducir inconvenientes al público co, permitir las operaciones de las granjas y el movimiento necesario de animales a través de las zanjas en propiedades particulares.
- d.-Al excavar el río, quebradas, zanjones y vías fluviales, se dará especial atención a la ubicación - de las dobladuras, con el fin de cerciorarse que - ellas se encuentren fuera de aquellos puntos. que - se pudieran afectarse, por cambios debido a la erosión de los bancos, por acción de las corrientes.

IV-1.2.-OPERACIONES DE TENDIDO DEL CASDUCTO.-

IV-1.2.1.-PREPARACION DE LA ZANJA:

Antes de que la tubería sea tendida, es necesario cavar una zanja, dentro de la cual posteriormente será colocada. El entierro de la tubería se hace por las siguientes razones:

- a.-Para protegerla de daños, así como para evitar cambios bruscos en la temperatura de flujo del gas, debido a las fluctuaciones de la temperatura, entre el día y la noche.
- b.-Para contrarrestar una parte de su presión interna por la sobrecarga del terreno.
- c.-Para permitir el cultivo del terreno sobre la tubería.

El tamaño de las máquinas excavadoras de zanjas es variado, pudiendo ordinariamente una de las mismas cavar una zanja de 300 @ 2200 mts. de longitud por día, para un ancho de 92 centímetros y una profundidad de 56 centímetros. Se recomienda que el ancho del terreno sea de 12 mts, mínimo para tuberías de 8" hasta 47", y de 26 mts. para tuberías de 48", y mayores. En cuanto al recubrimiento de la zanja, se debe tomar en cuenta lo siguiente: La zanja deberá estar libre de raíces, terrenos duros, rocas sueltas u otros materiales duros que puedan dañar el revestimiento. Cuando se atravieza tierra rocosa o inadecuada, se exigirá un espesor mínimo de 60 cmts (de capa de piedra suave sobre la -

parte superior del tubo, por lo que la zanja se cavará lo suficientemente profunda para cumplir este requisito.)

El trabajo de excavación se refiere al proceso de abertura de la zanja, ésta deberá ser lo bastante ancha, para contener, la tubería y permitir que ésta sea bajada y rellena, sin daños al revestimiento de la tubería. La zanja deberá ser también bastante ancha para permitir la profundidad de recubrimiento - que se especifique.

Cuando el terreno en que debe abrirse la zanja es rocoso. En este caso perforadoras suspendidas de un tractor llamado "Side boom" perforan huecos en el interior de la roca, donde se colocan cargas de dinamita y la zanja es volada. Después de la voladura una retroexcavadora limpia la zanja, a las dimensiones aceptables. El fondo de la zanja rocosa es entonces rellena con una almohadilla de tierra suave de 15 a 30 cms. de espesor.

En suelos húmedos o áreas pantanosas, cables de arrastre y dragas de cucharón de almejas, se usaron en la apertura de la zanja, grúas de cucharón de almejas, también se usarán para reparar la zanja, donde las dimensiones fallan para limpieza de la zanja, si éstas son dañadas.

IV-1.2.2.-EQUIPO DE BAJAR LA TUBERIA.-

Las operaciones de bajar y conectar tramos de tubería, en años recientes han sido combinadas; excepto donde hay que hacer un gran número de conexiones. Este trabajo suele hacerse con tres tractores de pluma lateral y uno o dos cucharones de almeja, para sacar material que haya podido caer en la zanja.

Las tuberías se prueban actualmente de un modo más completo; a presión de aire, se empuja un cepillo raspatubos, para limpiar el interior, y luego la tubería se somete por cierto tiempo, a una prueba de aire. También se acostumbra la prueba hidrostática.

IV-1.2.3.-RELLENO Y APISONAMIENTO.-

Una vez que la tubería ha sido colocada en la zanja y que las conexiones hayan sido hechas se procede a descargar dentro de la misma, el material que se ha sacado anteriormente. El relleno de la zanja se hace corrientemente en capas, de tal manera que la tierra quede tan firme, como lo estaba originalmente. Esto se logra por medios mecánicos, moviéndose la máquina que lo realiza con lentitud. Esto es particularmente necesario, en aquellos lugares como ciudades, carreteras etc. El apisonamiento del terreno se hace por medio de un martinete, lográndose por lo tanto una buena compactación.

IV-1.2.4.-DOBLADURAS.-

Cada vez que la zanja cambia de dirección o elevación, hay que adaptar la tubería a esos cambios. Debido a eso muchas juntas de tubería tendrán que ser dobladas o curvadas. Las tuberías pequeñas pueden doblarse en una zapata de curvas, pero las de gran diámetro, así como las de paredes delgadas requieren un tratamiento especial para no sufrir distorsiones, para lo cual hay equipos especiales.

IV-1.2.5.-UNIONES.-

Hay 4 tipos principales de uniones de Tuberías que son:

a.-Atornillada y acampanada

b.-De acoplamiento en tuberías de extremos sin rosca.

c.-soldada

d.-compuesta.

a.-Este tipo de unión consiste, en enroscar dos trozos de tubería, por sus extremos, dentro de un empalme La unión en forma de campana, permite introducir dentro del extremo, acampanado un extremo liso de un trozo de tubería, colocándose entre el contacto de los dos extremos una empaquetadura de yute. Esta empaquetadura es mantenida en su lugar; al soldarse la unión con plomo. Una posible desventaja en este tipo de unión, son las pérdidas que se producen cuando el asentamiento de la tubería en el área no es completo.

b.-Este tipo de unión se usa particularmente en tuberías de extremos lisos. Esta unión consta de cuatro partes principales que son: Un reborde que sale de un anillo central, dos empaaduras circulares con sección transversal triangular, dos anillos laterales que presionan las empaaduras, evitando el escape de gas, y por último, varios pernos que apretan los anillos laterales.

Las empaaduras son por lo general, de caucho sintético. Esta unión además de ser suficientemente ajustado, es un poco flexible, por lo cual asentamientos diferenciales de la tubería no le afectan, permitiéndolo hasta 4 grados de deflexión de la misma, en línea recta.

c.-Hoy en día se usan con mucha frecuencia dos tipos de soldadura que son: La soldadura eléctrica de arco y la soldadura oxiacetilénica.

En la primera se emplea un equipo eléctrico, del cual sale un cable que se conecta a la tubería y otro a una varilla, para soldar (o electrodo). El soldador toca la tubería con la varilla hasta hasta obtener 4 puntos de soldadura que permiten mantener juntos los extremos. Posteriormente se termina de soldar y se prueba la soldadura con un aparato de rayos X o electrónico.

El segundo método utiliza un soplete, que usa como combustible una mezcla de oxígeno y acetileno. El procedimiento de operación es similar al usado en la soldadura eléctrica. Se suelda con una varilla de acero con pequeña proporción de carbono de alto

valor de carga de rotura. Es importante que antes de la soldadura, el extremo de la tubería debe estar libre de polvo, costras o revestimiento; la limpieza se debe realizar con cepillos y esmeriladores.

Los gasoductos pueden probarse en el campo, con respecto a escapes por pruebas radiográficas, utilizando los rayos x o gamma. Las películas obtenidas - por el uso de rayos x son llamadas radiografías y - por rayos gamma, radiografías por radiación gamma.

Los rayos x varían inversamente con la densidad del metal, a través del cual ellos pasan, por consiguiente, las áreas tanto de alta, como de baja densidad - serán registradas en forma de imagen en la película las mismas que servirán como un medio para conocer los defectos de las uniones soldadas.

Los rayos gamma emanan del radio o de sus sales, y son mucho más penetrantes que los rayos x, sin embargo, los detalles observados son aproximadamente iguales en claridad en las radiografías obtenidas - por los dos medios, aunque se nota un menor contraste en las de radiación gamma.

- d.-Este tipo de unión es una de las más usadas actualmente, porque hace flexible a la línea y permite expansión y contracción en las uniones, sin que se produzca escape. Aquí se sueldan longitudes de tubería de 19.5 hasta 91.5 mts. y se empalman por un acoplamiento de extremos lisos.

IV-1.2.6.-PROTECCION DE LA TUBERIA.-

Hasta la actualidad es casi universal la práctica de proteger la tubería por el método catódico o, el de revestimiento, o por ambos. Una máquina viajera recorre y limpia la tubería, lleva un accesorio que aplica la capa protectora. Es conveniente ca lentar la pintura protectora, puesto que se obtiene una disminución en su viscosidad y por consiguiente, la capa es más uniforme en espesor.

Con un tractor de pluma lateral, el tubo se sostiene delante de la máquina limpiadora. La capa revestidora se aplica sosteniendo la tubería con un tractor de pluma lateral, delante de la máquina envolvente. La máquina de revestir y envolver aplica el revestimiento y dos diferentes materiales en volventes, al mismo tiempo. Muchos son los adelantos técnicos realizados en esta operación, entre ellos ca be mencionar los siguientes: a) Los carriles de caucho en la máquina viajera, para evitar que raspe la tubería y b) El revelador de huecos que descubre minúsculos claros en el revestimiento.

Siempre que se vaya a elegir un material de protección deben considerarse las características siguientes:

- 1.-El material debe adherirse tenazmente a la tubería
- 2.-No debe ser absorbente (agua, humedad de vapor etc)
- 3.-Debe poseer buenas cualidades dieléctricas
- 4.-Debe ser completamente resistente a ácidos minerales,

sales, petróleo crudo y productos refinados, tales como gasolina y nafta.

- 5.-Debe permanecer flexible a cualquier temperatura
 - 6.-No deberá ser afectado por el movimiento de la tubería
 - 7.-Su aplicación debe ser fácil, sin que haga usar un equipo, y preferiblemente que tampoco requiera suministrarle calor.
 - 8.-Debe resistir la penetración de piedras, alambres, despojos de soldaduras y otros materiales cortantes, que se encuentran en las zanjas o terraplenes
 - 9.-Debe resistir al trato duro, sin dañarse
 - 10.-Debe fraguar y secar rápidamente
 - 11.-Debe brindar protección permanente y ser económico
 - 12.-Debe ser resistente a la acción de microorganismos
- Hasta la fecha no se ha ofrecido en el mercado, ningún material que llene completamente los mencionados requerimientos, sin embargo las cintas de cloruro de polivinilo responden a casi todos estos requisitos. Tienen además la ventaja de eliminar los inconvenientes propios del uso del alquitrán. Brindar un económico revestimiento en frío, libre de agujeros, de burbujas, puede ser aplicado con facilidad y seguridad, de una vez, por la misma cuadrilla de tendido de la tubería.

Son especialmente útiles para obras de poca longitud o lugares de difícil acceso, y como la cinta se aplica en el terreno, no hay peligro de que se dañe en el transporte. En la actualidad se ha encontrado un revestimiento que es suficientemente resistente como pa

ra proporcionar una protección mecánica, durante el transporte, la manipulación en la obra y el relleno con piedras, a temperaturas variables.

Estos productos son perfectamente conocidos y son:

a.-El Polietileno (de 2 a 3 mm. de espesor)

b.-El Epoxy (de 300 a 400 micrones)

Cada vez se hace más evidente el hecho de que si el revestimiento se aplica en la planta utilizando estos productos, el costo final del tubo resulta más barato para el cliente, y la calidad es en definitiva mucho mejor. También existe el plástico en spray, que sirve para proteger el interior y exterior de las tuberías.

IV-1.2.7.-PRESION HIDROSTATICA.-

Esta Presión es la que nos va a servir para realizar la prueba de la línea, mediante la utilización de agua. Para determinar cual será la Presión necesaria para realizar la prueba hidrostática, después de terminada la construcción de la línea, debemos determinar en que tipo de clase de construcción se encuentra ubicada la línea al determinar la clase de construcción, de la cual hemos hablado anteriormente; podemos utilizar la siguiente tabla para determinar la presión de prueba adecuada.

CLASE DE CONSTRUCCION	FLUIDO	PRESION DE PRUEBA MINIMA	PRESCRITA MAXIMA
1	Agua	1.1 * M.O.P.	—
2	Agua	1.25 * M.O.P.	—
3	Agua	1.40 * M.O.P.	—
4	Agua	1.40 * M.O.P.	—

Donde:

M.O.P. = Máxima Presión de Operación

Las presiones anteriores son las permitidas para las pruebas de presión hidrostática.

C A P I T U L O V
=====

A N A L I S I S C O M P L E M E N T A R I O S

V-1.-PROBLEMA DE LIQUIDOS.-

V-1.1.-LA FORMACION DE LIQUIDOS Y SUS EFECTOS.-

Este es un grave problema que se presenta en los gasductos, debido a los cambios de temperatura que se presentan en el medio ambiente que circunda la tubería.

En el día el calor producido por el sol - puede elevar la temperatura del gas que circula por la tubería, por medio de la transmisión de calor a través de la tierra que se encuentra sobre ésta; pero esto no acarrea graves consecuencias, ya que permite que todos los componentes de gas se encuentren por encima de su respectiva Temperatura de rocío.

Cuando llega la noche es que se presenta el problema, ya que la temperatura comienza a descender, este descenso puede ocasionar que algunos componentes más pesados del gas natural alcancen su punto de rocío, produciéndose una condensación, la cual se deposita en el fondo de la tubería. Los fluidos producidos contienen oxígeno, sulfuro de hidrógeno de carbono, sales ácidos y otros agentes corrosivos, los cuales pueden crear celdas de corrosión, en el interior de la tubería, estas celdas serían las causas de picadura en la tubería. - Estos líquidos formados originan una pérdida localizada de presión y; por consecuencia una disminución del caudal, derivada de la acumulación de líquido;-

disminuyendo la eficiencia de transmisión en el gas ducto. La importancia de operar la línea en una eficiencia pico se ilustra mediante el siguiente Ejemlo:

Un incremento del 1% en la eficiencia del gasducto, si éste transporta 100 MPCND, puede incrementar el rendimiento a 1 MPCND. De aquí la importancia de mantener el gasducto libre de líquidos.

También puede ocasionar interrupción del caudal de gas como consecuencia final de la acumulación de líquido en los reguladores y contadores, perturbación de los aparatos de utilización, con posibles riesgos de incendio, con motivo del arrastre de una decantación de hidrocarburos.

Por esta razón es importante predecir la formación de líquidos a condiciones de operación y cuantificar el volumen de los mismos, con el fin de planificar operaciones, efectuar cambios en los mismos, realizar diseños etc.

Existen dos maneras de establecer en forma cuantitativa si una corriente de gas puede contribuir a la formación de líquidos en una tubería por la cual se va a transportar. La más precisa es mediante un análisis de PVT, utilizando una celda de condensado.

La otra forma es mediante cálculos de equilibrio líquido

vapor, utilizando programas de computación y basados en Ecuaciones de Estado previamente probados y comparados, con resultados experimentales.

Debido a que el análisis PVT es costoso y requiere de mayor dedicación en horas hombre, se recomienda utilizar la segunda alternativa, que sería el cálculo de Equilibrio líquido-vapor, basado en un análisis extendido del gas natural; en otras palabras un análisis - en donde se pueda determinar hasta el componente C_{10}^+ o aún de mayor peso molecular.

La importancia de este tipo de análisis en la predicción del potencial de líquidos que puede aportar un gas, radica en que si se determina solamente hasta la fracción C_6 o C_7^+ , los cálculos conducen a resultados erróneos, en lo que respecta a puntos de rocío y contenido de líquidos a condiciones reales del gasducto.

V-1.2.-ELIMINACION DE LIQUIDOS.-

Esto forma parte del mantenimiento del gasducto, ya que eliminando los líquidos acumulados en la tubería, permitimos que la eficiencia en el flujo de gas aumente, también evitamos que el agua contenida en estos líquidos forme puntos de corrosión interna.

La eliminación de líquidos se debe realizar en forma periódica en base al conocimiento de la rate de formación de líquidos en el interior del gasducto, después

de haberlo puesto en funcionamiento. Esta eliminación se realiza utilizando los llamados "COCHINOS", además de los separadores o "PULMONES", que son los encargados de recolectar los líquidos contenidos en el gas ducto que son arrastrados por los cochinos. En los pulmones, es el lugar donde se puede registrar o medir la cantidad de fluido producido durante un lapso de tiempo en el gasducto, por lo tanto en este sitio se debe colocar un medidor de flujo de líquidos para poder estimar cada que tiempo se debe lanzar los cochinos de limpieza. Todos los cochinos de limpieza a utilizar deberán estar almacenados en un sitio donde no se encuentren sujetos a daños, producidos por el medio ambiente que los rodea, solamente cuando vayan a ser utilizados o revisados para saber su estado, deberán ser sacados del sitio donde se guardan; antes de ser utilizado todo cochino deberá chequearse, para cerciorarse de las buenas condiciones en las cuales debe encontrarse antes de su lanzamiento. Después de haber sido utilizado deberá ser limpiado con alguna sustancia que no deteriore el material del cual están hechos. Para tener un estimado de cada cuanto tiempo debe lanzarse el cochino, además de conocer la cantidad de líquido que vamos a recolectar y que después tendremos que almacenar, se deberá llevar un registro, el cual nos facilitará también conocer el estado de los cochinos utilizados, también nos servirá para tener una idea de la eficiencia con la cual se elimina los líquidos del gasducto.

V-2.-LIMPIEZA INTERIOR DE GASDUCTOS.-

Es necesario efectuar la limpieza de gasductos internamente, con el objeto principal de mejorar su eficiencia de transmisión; el tiempo en el cual se debe realizar la operación está fijado en lo siguiente:

- 1.-Eficiencia de transmisión menor del 70% de la capacidad teórica del gasducto.
- 2.-Presencia de líquido e impurezas en las estaciones de distribución, en volúmen de difícil manejo.
- 3.-Operación inicial en nuevos gasductos.

V-2.1.-EFICIENCIA DE LA TRANSMISION (E.F.)

Podemos definirla como la relación existente entre el flujo real que transporta el gasducto y el flujo teórico calculado, en base a las condiciones actuales, considerando el diámetro interno del tubo.

$$EF = \frac{\text{Flujo real} * 100}{\text{Flujo teórico}}$$

V-2.1.1.-FLUJO TEORICO.-

Generalmente es calculado utilizando la Ecuación de Weymouth, en base a los datos del gasducto y a los valores de presión y flujo, en los sitios de salida y llegada, considerando la composición del gas.

Calculada la eficiencia de la transmisión se recomienda también determinar el contenido de líquido almacenado

nado en la línea, en base a las condiciones reales de flujo, presión, temperatura etc. existente en el gasducto, utilizados para el cálculo del diámetro interno teórico del mismo (mediante la Ecuación de Weymouth)

$$Vga = \frac{(A1-A2) * L}{6.2898} \quad \text{Barriles}$$

Donde:

- Vga = Líquido almacenado en barriles
- A1 = Area del tubo en mts. cuadrados
- A2 = Area teórica del tubo en mts. cuadrado
- L = Longitud del gasducto en metros

$$A = \pi R^2$$

Calculado Vga, se determina el frente líquido o sea la longitud del gasducto lleno con el líquido almacenado, este cálculo es de mucha importancia para determinar la hora de llegada y el tiempo de drenaje de éste, en base a la velocidad del cochino

$$LF = \frac{Vga * 6.2898}{A1}$$

LF = Frente de líquido

Determinada la eficiencia de transmisión, su contenido de líquidos, el frente de líquidos, problemas operacionales en el gasducto, se prepara la operación cochino (limpieza interna del gasducto) fundamentado en la velocidad del limpiador.

$$\text{Velocidad} = \frac{\text{Espacio}}{\text{tiempo}}$$

$$V_e = \frac{Q_h \cdot L}{G_a}$$

Donde:

V_e = Velocidad del limpiador (cochino) en Km/Hora

Q_h = Flujo horario en miles de piés cúbicos/horas

L = Longitud del gasducto en Km.

G_a = Gas almacenado en el gasducto en miles de piés cúbicos.

V-2.1.2.-FLUJO HORARIO.-

Se determina en base a la velocidad teórica programada, con la cual se debe desplazar el cochino a través de la tubería, de acuerdo a las facilidades existentes en las estaciones de recibo del limpiador y resultados esperados, recomendándose que esta velocidad no sea mayor de 8 Kms/hora, al inicio de la operación y al final (menor aún) sea fijada de acuerdo al manejo del frente de líquidos (facilidades de drenaje).

$$Q_h = \frac{8\text{Km/hr} \cdot G_a}{L}$$

V-2.1.3.-LONGITUD DE LA TUBERIA.-

Distancia del gasducto o sector a limpiar entre el lugar de salida y recibo del cochino, en Kilómetros.

V-2.1.4.-GAS ALMACENADO.-

Volúmen de gas existente en la tubería, que se va a limpiar

$$G_a = 1.2148 * L * D^2 * P_m * Z$$

$$P_m = \frac{2}{3} \left(P_1 + P_2 - \frac{P_1 * P_2}{P_1 + P_2} \right)$$

Donde:

L= Longitud del gasducto en Kilómetros

Z= Factor de compresibilidad

D= Diámetro interno del gasducto en pulgadas

P_m= Presión media en Lpca

P₁= Presión en el sitio de salida del limpiador Lpca.

P₂= Presión en el sitio de llegada del limpiador Lpca.

Es importante en toda operación cochino que el operario fije las condiciones de presión y flujo de acuerdo al programa previamente establecido antes del inicio de la operación.

V-2.2.-RASPATUBOS (COCHINOS).-

El propósito de los cochinos, como se ha dicho es incrementar la eficiencia del flujo en el gas ducto. Es imposible para un gasducto tener 100% de eficiencia, debido a que la fricción y otros factores físicos obstruyen el flujo. En una línea de trans

misión de gas natural, existen fugas de aceite de los compresores que pueden combinarse con destilados y mínimas gotas de agua en la corriente de gas, recubriendo el interior de la tubería, debido a esto se deben utilizar los cochinos.

En gasductos el raspatubos más usado es el "POLLY-PIG", tiene la particularidad de trabajar en líneas donde existen presiones de 5 a 2000 Lpca. Este cochino tiene una envoltura que actúa como barrera e impide que el gas o líquido que lo impulsa pase a su alrededor. El cochino "POLLY-PIG", está hecho de poly uretano, lo cual le da una flexibilidad y elasticidad que le permite pasar por reducciones de hasta un 50% del diámetro de la línea y por curvas de hasta 180°, debido a estas características siempre que se introduce un cochino "POLLY-PIG" se deben tomar medidas operacionales, para evitar que se meta por donde no se desea, ya que él se desplaza por el camino de mayor diferencial de presión.

Existen diferentes tipos de "POLLY-PIG", y se usan dependiendo del tipo de fluido y la longitud de la línea. En los gasductos, el más utilizado para eliminar líquidos es el N°8 y en tuberías de gran longitud se utiliza el "POLLY-PIG" fundido. No debe utilizarse este tipo de cochino, en sistemas que tengan fluidos con temperaturas mayores de 200°F o que sean aromáticos como acetona, xylene, tolueno o ácidos.

V-2.2.1.-LANZAMIENTO Y RECOGIDA DEL COCHINO.-

Para el lanzamiento del cochino se deben tomar las siguientes precauciones:

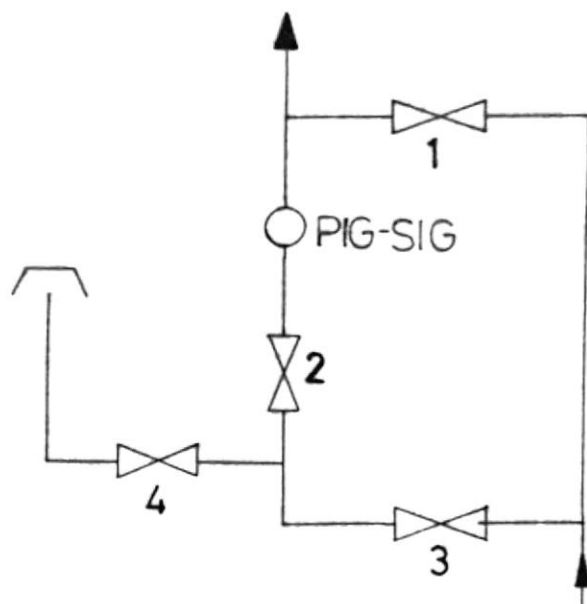
- a.-Despresurizar la parte donde se va a introducir el cochino.
- b.-Cerrar la compuerta dónde se ha introducido el cochino.
- c.-Abrir totalmente la válvula que está delante del cochino.
- d.-Aplicar presión detrás del cochino.

Para recoger el cochino se utiliza un dispositivo igual al de lanzamiento, pero hay que adaptarle en la sección de mayor diámetro una cesta de una configuración tal que permita que el flujo que impulsa al cochino pase alrededor de él. Si no se utiliza la cesta es muy probable que el cochino pase por la tubería de menor diámetro y se destruya.

Para tuberías muy viejas, en dónde se supone existe una gran obstrucción, es recomendable utilizar varios cochinos, el primero debe ser de menor diámetro que el especificado para dicha tubería, y luego se puede ir utilizando de mayor diámetro hasta llegar al especificado, tratando de sacar por partes el material que se desea desplazar y evitar que se forme una masa demasiado compacta.

Para una mayor duración y efectividad de la limpieza se recomienda que el cochino "POLLY-PIG, se desplace a una velocidad promedio de 10 Km/hr.

RECOMENDACIONES PARA EL LANZAMIENTO DEL POLLY-PIG.-



- 1.-Despresurizar la trampa abriendo, la válvula N°4 estando cerrada la 2 y la 3
- 2.-Cerrar suministro al gasducto, bloqueando válvula N°1, para producir una caída de presión en el gas ducto.
- 3.-Introducir polly-pig
- 4.-Cerrar válvula N°4
- 5.-Abrir lentamente la válvula N°2
- 6.-Abrir la válvula N°3 y estar pendiente del Pig-sig para verificar el paso del polly-pig.
- 7.-Normalizar el gasducto cerrando 2,3 y abriendo N°1

V-2.2.2.-COCHINO ELECTRONICO.-

Este tipo de cochino puede registrar redu-

cciones del diámetro interno del gasducto, éstas incluyen golpes, abolladuras, aplastamientos, válvulas parcialmente cerradas, deshechos de construcción y otras obstrucciones. Los cambios abruptos en el espesor de la pared pueden ser detectados, si son del orden de 1/8" o más, esto permite verificar que las secciones de espesor de pared más gruesa se encuentren en los tramos y lugares especificados. Las reducciones de diámetro de corta longitud menores de 1/2", las tuberías de diámetro aumentado generalmente no pueden ser interpretadas.

El funcionamiento se basa en el uso de sensores mecánicos alojados en el interior de la copa trasera, estos transmiten los cambios en el diámetro de la línea a un dispositivo graficador, localizado en un recipiente sellado. Este tipo de raspatabos tiene muchas ventajas, pero se necesita de personal especializado para la interpretación de las gráficas.

V-2.2.3.-LOS PULMONES.-

No son más que un sistema de recolección y drenaje de líquido. La función de los pulmones es recolectar los líquidos que sean arrastrados por la corriente de gas y los empujados por los raspatabos. Los pulmones consisten en un dispositivo compuesto de una serie de tubos que sale de la parte inferior de la línea principal, estos tubos en su parte superior están conectados con unos más pequeños; por es-

tos tubos se regresa a la línea principal parte del gas que esté contenido en los líquidos arrastrado - los líquidos llegan a un recipiente y de éste a través de una tubería pequeña se trasladan a un tanque de almacenamiento.

V-3.-CORROSION.-

La importancia de este estudio en el diseño de un gasducto estriba en el hecho de que actualmente la corrosión va adquiriendo proporciones alarmantes, lo cual representa un gasto extra de importancia para la industria del gas, especialmente ello se acentúa en tuberías enterradas que atraviezan - áreas salobres, pantanos etc.

Su presencia es de menos importancia en tuberías superficiales.

V-3.1.-DEFINICION.-

La corrosión puede ser definida como la - destrucción o deterioro del metal, por un proceso - electro-químico , en el que un metal como el acero - dulce, regresa a su estado natural como óxido de hierro.

V-3.2.-CAUSAS DE LA CORROSION.-

Las principales causas de corrosión son la

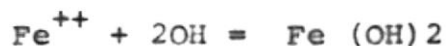
presencia de gases disueltos O₂, H₂S, CO₂, compuestos de sulfuro, ácidos orgánicos y celdas de corrosión electroquímica. Otros factores que aumentan la rata de corrosión son: la temperatura, el PH (condiciones ácidas) bacterias, sólidos disueltos, velocidad de flujo.

V-3.3.-TIPOS DE CORROSION.-

V-3.3.1.- ELECTROQUIMICA:

En sistemas acuosos con diferentes metales se forma una celda electrolítica o bacteria. En este caso el metal más activo (ánodo) se descompone rápidamente (corrosión galvánica). La presencia de un segundo metal no siempre es necesaria para una reacción electroquímica.

La figura (V-1) ilustra una típica celda de corrosión, donde se puede observar que consta de ánodo, un cátodo y un electrolito (solución acuosa) Los iones metálicos se disuelven en el electrolito en el ánodo, las partículas cargadas eléctricamente (electrones) se quedan atrás. Estos electrones fluyen a través del metal a otros puntos (Cátodos), donde ocurre las reacciones que consumen los electrones. Por otro lado, parte de los iones OH, se combinan con los iones Fe⁺⁺ produciendo hidróxido ferroso.



A su vez el hidróxido ferroso en presencia de oxígeno se oxida a ferrico insoluble.



Lo cual precipita, dando lugar a la continuación del proceso inicial;

- a.-Toda pérdida de electrones corresponde al proceso de oxidación, lo que ocurre sobre un ánodo.
- b.-Toda ganancia de electrones corresponde a una reducción, lo que ocurre sobre un cátodo.

V-3.3.2.-ATAQUE QUIMICO DIRECTO.-

Fundamentalmente se trata de la acción de un material corrosivo sobre el metal. Se puede considerar también electroquímica, debido al hecho de que hay intercambio de electrones; sin embargo no se detecta flujo de corriente, ni se define éstas como área anódicas y catódicas.

Los productos de corrosión que se forman sobre la superficie del metal sujeto a ataque químico puede dar lugar a una actividad electroquímica, por la formación de celdas de corrosión.

V- 3.3.3.-OXIDACION.-

Una superficie limpia, en muchos metales, cuando se encuentra expuesta al aire u otros gases

forma una película de óxidos y otros compuestos, con temperaturas elevadas estas películas pueden alcanzar espesores considerables. A temperaturas altas, y más cuando existen cambios de temperaturas, la película se puede romper, exponiendo el metal fresco a ser atacado. El esfuerzo del metal también puede provocar la quebradura de la película. La presencia de gases que contienen sulfuros aceleran grandemente la corrosión por oxidación, la humedad acelera el ataque, complicándole, permitiéndole la actividad electrolítica.

V-3.3.4.-PITTING.-

El ataque localizado o de picado, existe cuando se corroen áreas aisladas del metal (Ejemplo por efecto de un golpe). Este tipo de corrosión es causado por ataque electrolítico o galvánico, lo cual produce picaduras en los ánodos. El picado es el más grave de todos los tipos de corrosión, ya que la fuerza corrosiva está concentrada en un área muy pequeña.

El ataque por picado puede traer como resultado la perforación del metal en corto tiempo.

V-3.3.5.-CORROSION POR FATIGA.-

Una parte metálica sometida a esfuerzos alternados (Ejemplo dobladuras) en un ambiente corrosivo puede fallar mucho más rápido que si fuera expuesto-

solamente a esfuerzos o corrosión.

V-3.3.6.-EROSION-CORROSION.-

Los productos de corrosión, los cuales normalmente pueden formar una película protectora, son en este caso removidos por los fluidos en movimiento. Esta acción tiende a exponer metal fresco y desarrolla una erosión de características inconfundibles, mucho más apreciable que la misma corrosión.

V-3.3.7.-OXIGENO.-

La presencia de oxígeno acelera grandemente la corrosión en todos los sistemas. La forma más severa de corrosión por oxígeno, es causada por celdas de concentración de oxígeno. Se trata de la formación de una celda derivada de una diferencia de potencial causado por diferente cantidad de oxígeno, disuelto en dos puntos en la superficie del metal. Celdas de concentración pueden desarrollarse debajo de incrustaciones, producto de corrosión u objetos mecánicos. Este tipo de corrosión ocurre muy rápidamente produciendo un ataque en forma de picado profundo.

V-3.3.8.-BACTERIAS.-

Corrosión microbiológica, puede ser definida como la deteriorización de un metal, por un proce

so de corrosión, el cual ocurre como resultado de la actividad metabólica de los organismos.

El tipo de bacteria más común que produce corrosiones conocida como bacteria Sulfo-reductora. Estos organismos no necesitan aire para vivir, pero pueden reducir el sulfato de hierro, para obtener oxígeno y liberar como material de desecho, sulfuro de hidrógeno, el cual a su vez ataca el metal .

V-3.4.-CONTROL DE LA CORROSION.-

Para controlar la corrosión se puede usar uno o varios métodos de acuerdo a la evaluación de factores técnicos y económicos.

Entre estos métodos podemos mencionar: Escoger los metales apropiados, protección catódica, barreras inertes, orgánicas , metálicas y vidriosas, eliminación de gases corrosivos (oxígeno, H₂S, CO₂), inhibidores de corrosión.

V-3.4.1.-USO DE ALEACIONES.-

El uso de aleaciones especiales es corriente en estas instalaciones, para minimizar la corrosión o erosión. Muy importante en este caso es la selección de la aleación apropiada, o de lo contrario se puede fomentar la corrosión. Aceptando por Ejemplo diferentes aleaciones se puede promover la corrosión en una de las aleaciones..

V-3.4.2.-PROTECCION CATODICA.-

En el proceso de corrosión tenemos para el hierro - las siguientes medias reacciones:



Cuando el agente oxidante es agua, la otra media reacción es:



La protección catódica es el proceso que se opera - cuando el hierro o el acero se someten a exposición en medios o terrenos corrosivos, desarrollándose diferencias locales en potencial eléctrico, en la superficie del metal. Esto significa que fluyen corrientes eléctricas por el terreno, desde ciertas - zonas (ánodos) a otras de menor potencial negativo- (cátodo) con consiguientes descargas de iones de hidrógeno en los cátodos y pérdida del metal en los - ánodos. Según la Ley de Faraday, la rapidéz de pérdida de peso por corrosión es proporcional a la corriente.

Cuando un tramo de tubería se reemplaza - por estar corroído, el nuevo trozo, una vez insta - lado actúa como ánodo con respecto a la sección vieja, sufriendo aquel tramo una corrosión más intensa que la antigua.

La media reacción indicada en la segunda ecuación ocurre en la superficie del metal (cátodo) -

pero los electrones provienen de otro metal más activo (por Ejemplo Magnecio), el cual es oxidado, por que resulta más fácil reemplazar unos ánodos de Magnecio que parte del equipo, esta aplicación resulta de mucha importancia para la industria.

La humedad del suelo es parte esencial para este proceso, porque permite que los Mg^{++} formados en el ánodo y los OH formados en el cátodo emigren y así completen el circuito. De esta manera obtenemos que el flujo de corriente ocurre entre un metal de sacrificio (Mg) y el hierro, en lugar de que sean entre dos puntos del mismo hierro.

Para que una protección catódica sea efectiva, los ánodos (electrodos positivos) tienen que ser colocados de manera que el flujo de la corriente alcance toda porción del metal a protegerse y distribuirse en cantidad suficiente sobre toda la superficie. Con un cuidadoso diseño, la protección catódica puede dar una excelente prevención de corrosión en muchos equipos o suplementar otros métodos de prevención.

V-3.4.3.-BARRERAS INERTES.-

Aplicando un revestimiento o una película protectora, como pinturas o películas orgánicas, se logra formar una barrera entre la superficie del metal y el medio corrosivo. Esta forma de protección es la más importante para el caso de los gasductos.

V-3.4.4.-ELIMINACION DE CASES.-

Ciertos gases corrosivos se pueden eliminar en parte, por medios mecánicos, de areadores y material filtrante activado. El oxígeno puede ser removido, además con el uso de sulfito de sodio.

V-3.4.5.-INHIBIDORES DE CORROSION.-

Los inhibidores de corrosión funcionan colocando una barrera entre el metal y el medio de corrosión. La barrera o película se puede formar en diferentes maneras, de acuerdo al tipo de inhibidor; así tenemos los inhibidores aniónicos, los cuales depositan la barrera en el ánodo, interfiriendo de esta manera el proceso corrosivo entre un ánodo y un cátodo. Entre estos se puede mencionar el cromato hexavalente.

Los inhibidores catódicos colocan la barrera en el cátodo, reducen la corrosión en proporción directa a la reducción del área catódica; los polifosfatos son considerados catódicos.

Inhibidores orgánicos polares dan protección formando una película sobre toda la superficie del metal. Las moléculas de dichos inhibidores son formados por un grupo polar, el cual es absorbido en la superficie metálica.

La protección de una línea con recubrimiento total, resulta costoso, portanto es necesario localizar las

las zonas del terreno que afectan más a la tubería. Estas se pueden conocer aplicando la correlación existente entre la corrosividad del terreno y su resistividad. Uno de los aparatos con el que se puede medir la resistividad es el llamado de varilla sencilla, el cual consiste en una varilla de acero con un extremo de metal aislado del cuerpo de la varilla, y de una pequeña batería que suministra corriente al terna, al circuito en el cual se encuentra intercalado un puente, poseyendo dos detectores que indican el balance entre la resistencia fijada en el instrumento y la observada en el terreno. Los valores obtenidos en las diferentes lecturas se representan gráficamente, tomando escala logarítmica para la ordenada y la escala natural para la absisa.

Las zonas de menos resistividad se pueden localizar en el gráfico, adoptando como guía las siguientes reglas:

- a.-Para valores inferiores a 1000 ohm-cm son casi siempre corrosivas, excepto las secciones aisladas cortas que se encuentran en esta área.
- b.-Para valores superiores a 10.000 ohm-cm, no son corrosivas casi nunca.
- c.-Valores entre 1000 y 10.000 ohm-cm deben interpretarse al compararse con las secciones adyacentes.

V-4.-DESHIDRATACION DE CAS PARA TRANSPORTAR.-

El método más efectivo para prevenir la for

mación de hidratos en un gasducto es la hidratación del gas.

Este proceso aplicado correctamente permite reducir el contenido de vapor de agua en el gas, a tal grado que bajo condiciones de presión y temperatura esperados en cualquier punto de la línea, no se obtenga la condensación de agua.

V-4.1.-OBJETIVO.-

La deshidratación tiene por objetivo evitar los siguientes problemas:

- a.-Reducción del diámetro permisible al flujo del gas
- b.-Prevenir la formación de hidratos en las tuberías de transmisión del gas.
- c.-Prevenir la corrosión ante la presencia de componentes ácidos en el gas.
- d.-Alcanzar los requerimientos del punto de rocío para el gas estipulado en el contrato de venta.

Existen tres métodos de deshidratación:

- a.-Deshidratación por absorción utilizando desecantes líquidos, generalmente glicol.
- b.-Deshidratación por absorción utilizando desecantes sólidos como Cloruro de Calcio.
- c.-Deshidratación por inyección de inhibidores.

CONDICIONES QUE PROMUEVEN LA FORMACION DE HIDRATOS.-

- a.-El gas está por debajo de su punto de rocío, y con agua libre presente.

- b.-Baja temperatura
- c.-Alta presión
- d.-Flujo a alta velocidad
- e.-Muchos tipos de agitación
- f.-Fluctuaciones en la presión
- g.-Los detalles de construcción del gasducto también puede tener efecto sobre la formación de hidratos y son: cambios bruscos de dirección o sección, válvulas, reguladores, líneas de succión de compresores y en general donde quiera que exista interferencia de flujo.

Los glicoles son los más usados para deshidratar el gas que se transporta en un rango de temperatura de 20°F a 100°F. Sus propiedades físicas, simplicidad de manejo, regeneración y economía, hacen de ellos buenos como anticongelantes y para la extracción de agua. De todos los glicoles probablemente los más usados son Ethilglicol, Diethilenglicol y Triethilglicol.

En los sistemas donde no se practique la deshidratación del gas, la inyección de Etilen-glicol o Metanol es la técnica más adecuada de inhibir la presencia de hidratos.

Los puntos más adecuados para la inyección de estos activos son: Centrales de medición, Estaciones de compresión y en general en zonas alejadas de la línea principal de transmisión del gas. Si no se tiene in-

formación suficiente para calcular la dosificación de aditivos puede considerarse el uso de 1 litro de Metanol o de 0.2 litros de Etilen glicol por millar de metros cúbicos de gas, manejado en el sistema.

En gasductos de longitud considerable y con las res - tricciones normales de flujo (válvulas, placas de ori - ficio etc.) se deben prevenir los efectos de expansión del gas y de pérdidas de calor hacia el exterior. - Los fenómenos anteriores pueden provocar enfriamien - tos de tal magnitud que la temperatura del gas se aba - bata a valores inferiores al punto de formación de hi - dratos; en estos casos la adición de calor en las lí - neas mantendrá localmente la temperatura de flujo en - valores superiores al punto de equilibrio. La aplica - ción de calor a la línea puede recomendarse únicamen - te para el buen funcionamiento de válvulas, regulado - res, medidores etc.

La adición de calor puede efectuarse por intercambia - dores o calentadores de tipo indirecto, ya que por ra - zones de seguridad no es recomendable el uso de fuego directo, puesto que por obstrucción repentina podrá - provocar la ruptura del tramo donde se proporciona ca - lor a la línea.

La determinación de la Presión y Temperatura de forma - ción de hidratos puede obtenerse utilizando la figura V-2 en función de la gravedad específica del gas.

C A P I T U L O V I
=====

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI-1.-CONCLUSIONES:

El Transporte de gas por tuberías a gran distancia tiene gran número de grados de libertad - por lo cual pueden variarse algunos parámetros. Además de hacer un buen análisis técnico se requiere de un buen análisis de los parámetros Económicos, importantes para poder decidir por la mejor alternativa.

De acuerdo a ésto se puede desprender las siguientes conclusiones:

- 1.-Para cada solución (combinación diámetro, presión máxima de trabajo y número de estación) se presenta un perfil de presiones, tanto para la succión como para la descarga; así como la potencia requerida en los compresores, con su respectiva relación de compresión, y el principal criterio de selección que es el flujo neto de Caja Descontado.
- 2.-El diseño no nos provee un flujo de caja preciso sino sólo estimativo, debido a que el costo de las funciones que entran en éste cálculo también son estimativas, y no se necesita que sea sofisticado, puesto que básicamente se están comparando soluciones técnicas similares.
- 3.-La precisión del diseño descansa en la precisión

relativa de ciertos factores como son:

- Costo del acero
- Costo del gas combustible
- Costo de la maquinaria
- Costo de la mano de obra

- 4.-Un factor de importancia es también la compresibilidad del gas, ya que no sólo afecta a la potencia requerida de los compresores, sino que afecta también el tamaño de la Tubería necesaria para transportar una cierta cantidad de gas.
- 5.-Relaciones de compresión alta nos indica también que la potencia requerida es mayor y por consiguiente el consumo de combustible que es el mismo gas transportado generalmente será mayor.
- 6.-El esfuerzo permisible o resistencia mínima a la ruptura para la cual fue diseñada la línea, depende en gran parte del factor de seguridad tomado y de la calidad de tubería usada. Para el caso de la tubería X - 65 el esfuerzo es 65000 Lpca. El uso del factor 0.72 de la API convierte el esfuerzo S en aproximadamente 45000 Lpca. y de aquí a su vez puede decirse que para valores altos del esfuerzo, la presión de trabajo se puede aumentar, lo que permitiría una transportación de mayor volúmen de gas.
- 7.-Varias soluciones son prácticamente equivalentes -

tes económicamente, encontrándose el número de estaciones óptimas entre 1 a 3 con relaciones de compresión óptima entre 1.21 y 1.48 (Datos tomados del resultado del programa).

6.-Las soluciones más económicas que nos provee este modelo en cada caso y considerando como más económicas aquellas que nos dan un mayor flujo de caja son las siguientes:

DIAMETRO pulg.	ESPESOR pulg.	PIT Lpca.	ESTACION	R
42	0.559	1278	1	1.47
42	0.559	1278	2	1.33
42	0.559	1278	3	1.27
44	0.565	1278	2	1.28
44	0.565	994	3	1.21

Donde: PIT = Presión Máxima de Trabajo
R = Relación de Compresión.

- 9.-Debe tomarse en cuenta que la simple consideración del flujo neto de caja no es determinante para tomar decisiones, sin embargo es necesaria para tener un conocimiento de la rapidéz con que se recuperaría la inversión del proyecto.

- 10.-En el análisis para escojer la mejor alternativa es también muy importante conocer la capacidad de la empresa para dar mantenimiento. Si la capacidad es deficiente convendrá decidirse por la alternativa que implique una menor actividad de mantenimiento, aunque el costo inicial sea mayor.

- 11.-El efecto de la inflación que aumentaría el costo de materiales y servicios, no se considera por cuanto a la vez se mantiene constante el precio de venta del gas y porque se están comparando soluciones técnicas similares.

- 12.-De los resultados obtenidos (Pagina 18 del Listado) se puede concluir que el flujo de caja aumenta con el aumento de diámetro de la tubería, puesto que los costos también se incrementan.
La potencia a su vez disminuye debido a que la caída de presión es menor en una tubería de mayor diámetro.

- 13.-El espesor aumenta porque el programa toma la mayor PMT, luego de comparar la presión de descarga calculada por Weymouth con las diferentes PIT asumidas.

VI-2.-RECOMENDACIONES.-

1.-En vista de que este modelo antes que ser muy sofisticado es mejor didáctico, por lo que se recomienda hacer un estudio, sin considerar equidistantes la separación entre las estaciones de compresión y añadiendo los efectos del cambio de elevación en la fórmula de Weymouth.

2.-De las soluciones económicas virtualmente equivalentes se recomienda seleccionar la siguiente alternativa de la tabla # 9

42"	-	Espesor	=	0.5598	pulgadas
		PMT	=	1278	Lpca
		Estación	=	1	
		R	=	1.47	

Se selecciona la alternativa de 1 estación de compresión, por cuanto para ésta se garantiza con más confiabilidad la recuperación de la inversión del proyecto, debido a que el flujo de caja descontado es mayor.

3.-Es importante tener un buen valor del costo del gas o su predicción, de lo contrario podría causar

sar que el diámetro óptimo se mueva al diámetro próximo (diámetro más grande) si el precio de - ventas asumido es muy bajo. Opuestamente si el - costo del acero es estimado bajo, causa que el - diámetro óptimo se mueva al menor diámetro.

Pero una predicción errónea del precio del acero es menos probable que una predicción errónea del costo del gas, dado a que en la determinación - del precio del gas entran muchos factores, mientras que del acero es un valor a corto término - de inversión inicial. Por lo cual se recomienda hacer un buen análisis para determinar el mejor - valor del precio del gas que a su vez tiene in - fluencia sobre el precio total de duración del - proyecto.

- 4.-Es recomendable visitar el sitio donde se va a - colocar el gasducto, para verificar la densidad - de población existente en el sitio.
- 5.-Se recomienda hacer un análisis completo del gas - que se piensa transmitir, ya que esto nos permiti - rá escoger el método más adecuado para evitar - la posible corrosión interna.
- 6.-Para determinar en forma cuantitativa si una co - rriente de gas puede contribuir a la formación - de líquidos y dado a que el análisis de P.V.T es costoso, se recomienda usar el cálculo de Equili - brio líquido-vapor, basado en un análisis exten -

dido del gas natural en donde se pueda determinar hasta el componente C_{10}^+ o de aún mayor peso molecular.

- 7.-El análisis de gas comunmente reportado hasta C_6^+ o C_7^+ , por los laboratorios de producción, no debe usarse para fines de cálculos de contenido de líquidos o puntos de rocío de corrientes de gas, ya que pueden conducir a resultados erróneos, especialmente en el caso de predicción de condensados en líneas de gas.
- 8.-Es recomendable verificar las facilidades de corriente en la zona donde se piensa instalar el gasducto, teniendo en cuenta una posible protección catódica con rectificadores de corriente impresa.
- 9.-Se recomienda que de preferencia se haga el revestimiento de la tubería en la misma planta, porque es mejor la calidad y disminuyen los costos con relación a que se hiciera en el sitio donde se va instalar la tubería.
- 10.-Es recomendable que los cochinos de limpieza sean guardados en un sitio donde estén protegidos y limpiados después de haber sido utilizados.
- 11.-Antes del inicio de la obra es recomendable que los soldadores que vayan a trabajar en la misma,

hagan un exámen con tuberías del mismo diámetro de la que se vaya a utilizar en la obra.

12.-Es importante verificar el buen funcionamiento del rectificador de corriente impresa, ya que de esto depende la prevención de la corrosión y por lo tanto la vida útil del gasducto.

13.-Resultados Experimentales muestran que para tuberías de diámetros regulares, libres de condensados y herrumbres, y operando bajo condiciones de flujo estable, la fórmula de Weymouth es la recomendada.

14.-Para evitar la condensación de los líquidos en tuberías con las consecuencias que esto acarrea se recomienda que el gas a transmitir sea lo más exento de hidrocarburos pesados, para así tener una temperatura de condensación bastante por debajo de la temperatura ambiente a la presión promedio del sistema.

15.-Si se va a incorporar más gas para transportar en el futuro, se recomienda escoger la tubería de mayor diámetro, dentro de las soluciones económicas que da el programa.

16.-Se recomienda la inyección de glicol o de otro químico para prevenir la formación de hidratos.

- 17.- Se recomienda la instalación de un Scrubber para la eliminación del agua libre que podría traer el gas a la entrada del sistema de compresión.
- 18.- Se recomienda la instalación de filtros para eliminar la arena u otros materiales que pueda traer el gas del yacimiento.
- 19.- Se recomienda la inyección al gasducto de 1 litro de methanol o de 0.2 litros de glicol por millar de metros cúbicos de gas manejado en el sistema, cuando no se tiene información para calcular la dosificación exacta y prevenir así la formación de hidratos.
- 20.- En épocas de invierno se recomienda inyectar estos aditivos (glicol o methanol) 15 días antes del invierno y continuarla hasta que se juzgue conveniente.
- 21.- Durante la construcción de la línea, es necesario que las uniones de cada uno de los tramos de tubería sean raspados con cepillos o fajas de cuero, antes de alinearlos para soldarse y evitar la presencia de polvo o cualquier otros sólidos en la línea. Posteriormente cuando se han construído secciones de líneas de 10 millas aproximadamente, se hace una prueba de aire para detectar las fugas; la presión aplicada en esta prueba debe ser menor de 100 psia; en esta prue-

ba se desplazará el "cochino", para eliminar la mayor parte de las partículas desprendidas al limpiar las uniones.

- 22.- Cuando la línea está terminada se prueba hidrostáticamente, sin embargo cuando hay peligro de formación de hidratos, se recomienda usar aceite caliente en lugar de agua. Para hacer esta prueba la línea se divide en secciones de 10 a 30 millas de longitud, mediante válvulas de cierre.
- 23.- Para el caso de que en el futuro se vaya a incrementar el flujo de gas se recomienda hacer un análisis comparativo sobre que es más económico, seleccionar una tubería de mayor diámetro o considerar una línea en paralelo.
- 24.- Se recomienda en el diseño de un gasducto realizar un análisis sobre el riesgo sísmico.

A N E X O S

VARIACION DEL BHP EN FUNCION AL VOLUMEN DE DESCARGA

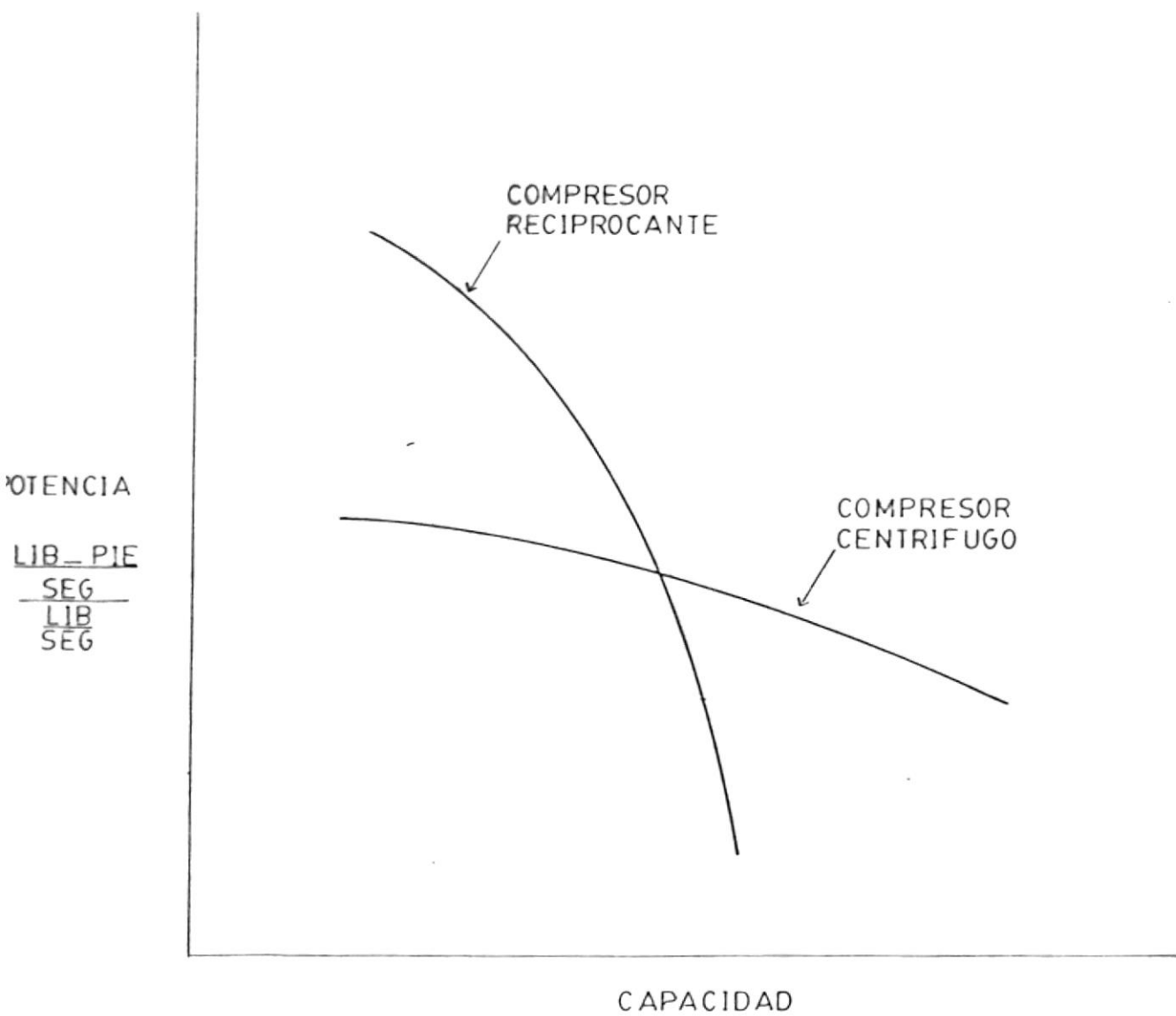


FIG. _II_ 2

TABLA 2

CASO 1 ESTACION DE COMPRESION

DIAMETRO Pulg.	POTENCIA REQUERIDA BHP	RELACION DE COMPRESION	FLUJO NETO DE CAJA * 10 ¹² Dólares
38	54028	1.72	0.14942
40	45419	1.56	0.14943
42	38149	1.47	0.14945
44	32539	1.39	0.14943

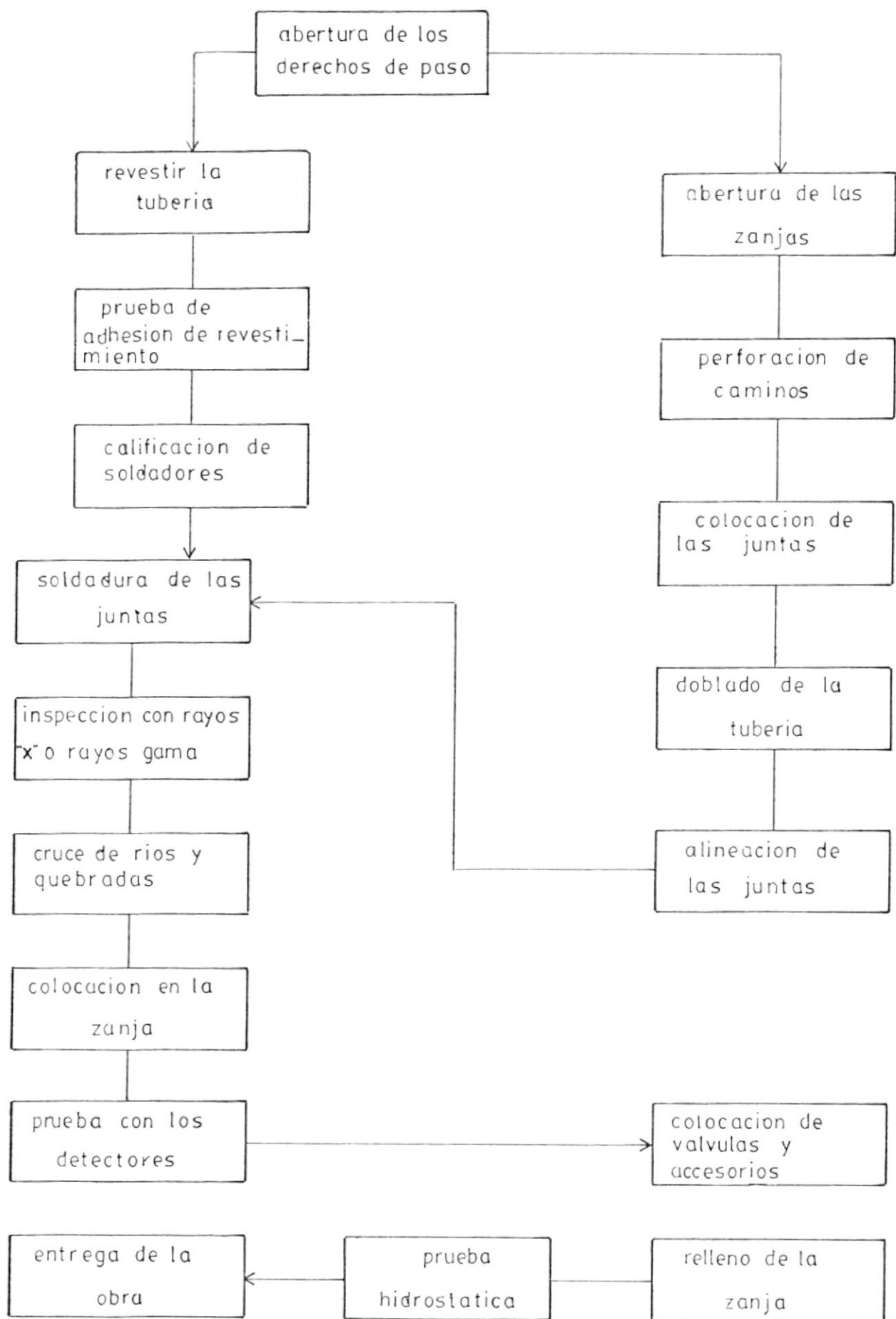
CASO 2 ESTACIONES DE COMPRESION

38	40799	1.51	0.14932
40	33931	1.41	0.14934
42	28104	1.33	0.14939
44	23513	1.27	0.14939

CASO 3 ESTACIONES DE COMPRESION

38	33190	1.40	0.14922
40	27330	1.32	0.14926
42	22729	1.26	0.14933
44	18712	1.21	0.14935

DIAGRAMA DE TENDIDO



PROCESO DE CORROSION

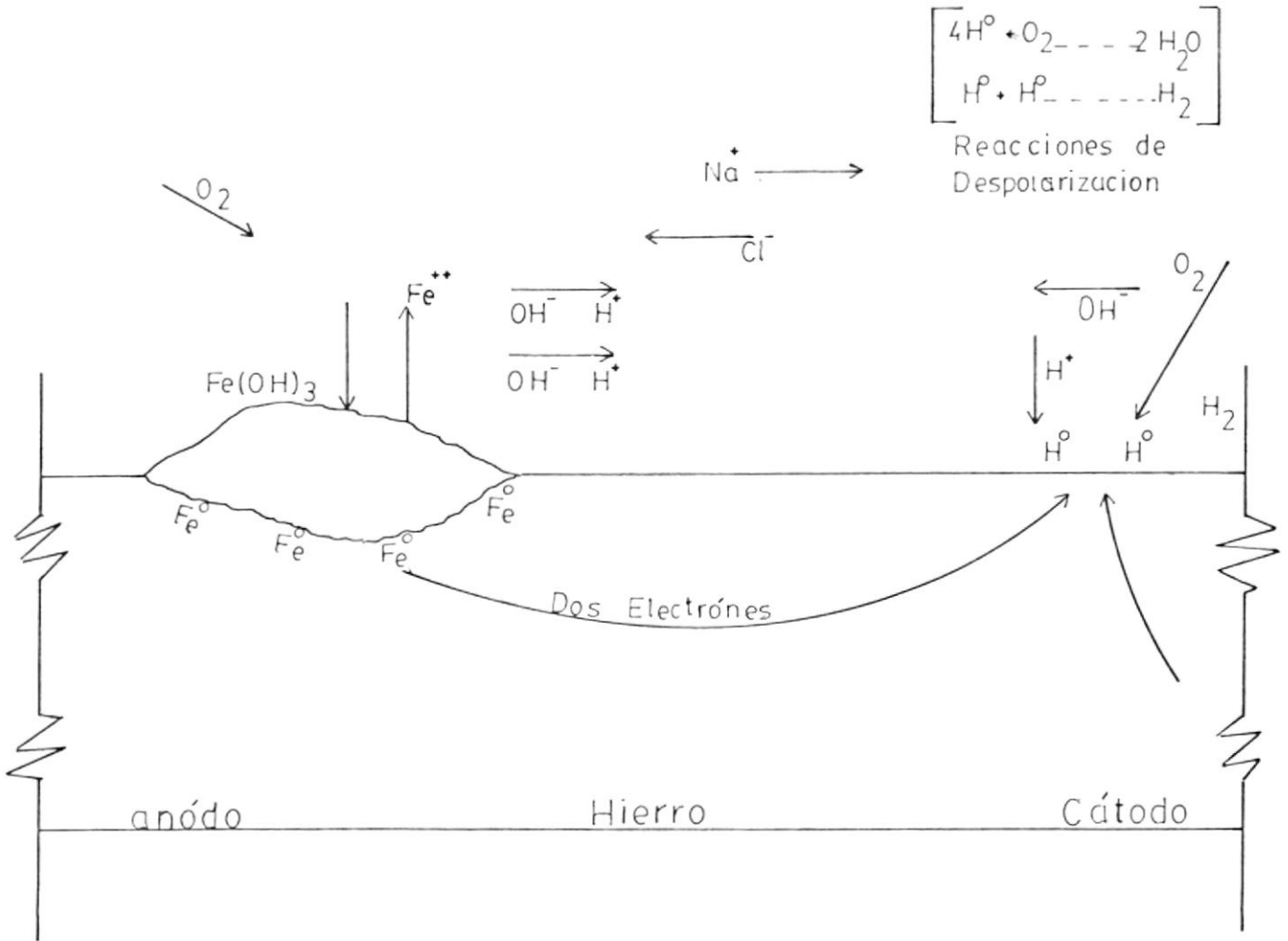


FIG. — V — 1

LN	STAND	DIMENSION D(4),	EIP(4),	EIS(4),	OP(4),	OF(4),	EIF(4),	AI(4)
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								
36								
37								
38								
39								
40								
41								
42								
43								
44								
45								
46								
47								
48								
49								
50								
51								
52								
53								
54								
55								
56								
57								
58								
59								
60								
61								


```

1
2
3 1 *-----*
4 2 299 | WRITE ( 6, 238 ) D(ID), PD2 |
5 3 *-----*
6 4
7 5 *-----*
8 6 400 | CONTINUE |
9 7 *-----*
10 8
11 9 *-----*
12 10 | WRITE ( 6, 302 ) |
13 11 | WRITE ( 6, 303 ) |
14 12 | BN = 3. |
15 13 *-----*
16 14
17 15 *-----*
18 16 | DU = 0.0 ID = 1, 4 |
19 17 | R = 1.0 |
20 18 | PI = 800. |
21 19 | PF = 800. |
22 20 | PB = 14.7 |
23 21 | TB = 520. |
24 22 | EF = 0.95 |
25 23 | PDIC = 0. |
26 24 | CALL PDESCA ( PI, PF, TB, EF, PB, G, TP, D, ID, Q, EL, BN, PDIC, PD3, ZP ) |
27 25 | IF ( PD3 .GT. PMT ) |
28 26 | Y N |
29 27 *-----*
30 28
31 29 *-----*
32 30 38 | GO TO 399 | | CALL COMP2 ( PD3, PMT, R, PMTC3, PS3 ) |
33 31 *-----* | CALL PDESCA ( PI, PS3, TB, EF, PB, G, TP, D, ID, Q, EL, BN, PDIC, |
34 32 | PD31, ZP ) |
35 33 | CALL COMP2 ( PD31, PMT, R, PMTC3, PS31 ) |
36 34 | CALL PDESCA ( PI, PS31, TB, EF, PB, G, TP, D, ID, Q, EL, BN, PDIC, |
37 35 | PD33, ZP ) |
38 36 | CALL COMP ( PD33, PMT, PI, TB, EF, PB, G, TP, D, ID, Q, EL, BN, PS33, |
39 37 | R, PMTC3, PD3N ) |
40 38 | IF ( ABS ( PD3N - PI ) .LE. 2. ) |
41 39 | Y N |
42 40 *-----*
43 41
44 42 *-----*
45 43 | GO TO 66 | | R = R + 0.01 |
46 44 *-----* | GO TO 88 |
47 45 *-----*
48 46
49 47 *-----*
50 48 66 | CALL BHPFC ( G, Q, ZP, EK, TP, R, BN, PM, NY, OP, D, ID, A, OF, QW, |
51 49 | S, EIP, EIS, EIF, AI, PMTC, BHP, FC, T ) |
52 50 *-----*
53 51
54 52
55 53

```

61
60
59
58
57
56
55
54
53
52
50
49
48
47
46
45
44
43
42
41
40
39
38
37
36
35
34
33
32
31
30
29
28
27
26
25
24
23
22
21

LN STAND

MAIN

PAGE 5

```
1 *-----*  
2 | WRITE ( 6, 388 ) BN, D(1D), PS3, PD3, PS31, PD31, PS33, PD33, RHP, FC, |  
3 | 1, 4, PMTC3 |  
4 | GO TO 500 |  
5 *-----*  
6 |  
7 *-----*  
8 | 399 | WRITE ( 6, 388 ) D(1D), PD3 |  
9 *-----*  
10 |  
11 *-----*  
12 | 500 | CONTINUE |  
13 *-----*  
14 |  
15 *-----*  
16 | CALL EXIT |  
17 | END |  
18 *-----*
```

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21

LN STAND

SUBROUTINE PUESCA

PAGE 1

1 SUBROUTINE PUESCA (PI, PF, TB, EF, PB, G, TP, D, IO, Q, EL, AN, PDIC, PD1, ZP)

2 DIMENSION D(4)

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

```

1 LN STANO
2
3 *-----+-----*
4 1 | DU | 10 N = 1, 10
5 2 | ZP | = ( 1.0 - 315.0E-7 * ( P1 + PF ) + 107.0E-10 * ( P1 ** 2.0 + P1 *
6 3 | | PF + PF ** 2.0 ) )
7 4 | C | = ( 433.48 * TB * EF ) / ( PB * G ** 0.5 * TP ** 0.5 * ZP ) * X 0.5
8 5 | CW | = C * ( ( D(ID) ) ** ( 8. / 3. ) )
9 6 | PDI | = ( PF * PF + ( ( Q / CW ) ** 2.0 * EL ) / ( BN + 1 ) ) ** 0.5
10 7 | IF | ( ABS ( PDI - PDIC ) .LE. 2.0 )
11 8 | Y | N
12 9 | |
13 10 | |
14 11 | |
15 12 | |
16 13 | |
17 14 | GU TO 15 | PDIC = PDI |
18 15 | | P1 = PDI |
19 16 | | CONTINUE |
20 17 | |
21 18 | |
22 19 | |
23 20 | |
24 21 | |
25 22 | |
26 23 | |
27 24 | 15 | RETURN |
28 25 | |
29 26 | |
30 27 | |
31 28 | |
32 29 | |
33 30 | |
34 31 | |
35 32 | |
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61

```

LN STANO

SUBROUTINE COMP

PAGE 1

1 SUBROUTINE COMP (PDI, PMT, PI, TB, EF, PB, G, TP, D, ID, G, EL, BN, PS, R, PMTC, PDIN)

2 DIMENSION D(4)

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

44

45

46

47

48

49

50

51

52

53

54

55

56

57

58

59

60

61

```

1 LN STAND
2
3 #-----+-----*
4 | IF      ( PDI *GT. PMT ) |
5 |      Y      N      |
6 #-----+-----*
7 | GO TO 13 | IF      ( PDI *GT. 994. ) |
8 #-----+-----*
9 |      Y      N      |
10 #-----+-----*
11 |
12 #-----+-----*
13 | GO TO 11 | PMTC = 994. |
14 #-----+-----*
15 | GO TO 13 |
16 #-----+-----*
17
18 #-----+-----*
19 | IF      ( PDI *GT. 1278. ) |
20 |      Y      N      |
21 #-----+-----*
22 | GO TO 12 | PMTC = 1278. |
23 #-----+-----*
24 | GO TO 13 |
25 #-----+-----*
26
27 #-----+-----*
28 | PMTC = 1362. |
29 #-----+-----*
30
31 #-----+-----*
32 | PS      = PDI / R
33 | ZP1     = ( 1.0L - 815.0E-7 * ( PI + PS ) + 107.0E-10 * ( PI ** 2.0 + PI *
34 |         PS + PS ** 2.0 ) )
35 |
36 | C1      = ( 433.48 * Tb * EF ) / ( Pb * C ** 0.5 * TP ** 0.5 * ZP1 )
37 | CW1     = C1 * ( ( D(ID) ) ** ( 8. / 3. ) )
38 | PDIN    = ( PS * PS + ( ( Q / CW1 ) ** 2.0 * EL ) / ( BN + 1 ) ) ** 0.5
39 | RETURN
40 #-----+-----*
41 #-----+-----*
42 | END
43 #-----+-----*
44
45

```

LN STAND

SUBROUTINE COMP2

PAGE 1

1 SUBROUTINE COMP2 (PDI, PMT, R, PMTC, PS)

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

3 DIMENSION D(4)

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

1 SUBROUTINE BHPFC (G, Q, ZP, EK, TP, R, BN, PM, NY, OP, D, ID, A, UF, OW, S, EIP, EIS, EIF, AI, PMTC, BHP, FC, I)

2 DIMENSION OP(4)

3 DIMENSION D(4)

4 DIMENSION OF(4)

5 DIMENSION EIP(4)

6 DIMENSION EIS(4)

7 DIMENSION EIF(4)

8 DIMENSION AI(4)

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61

```

1  *-----*
2  |
3  |
4  | VS = 13.08 / G
5  | EM = ( Q / 1.44E6 ) * 1000. / VS
6  | BHP = ( 0.072 * ZP * EK * IP * EM * ( R ** ( EK - 1. ) ) / (
7  | ( EK - 1. ) * PM )
8  | SUMA1 = 0.0
9  | SUMA2 = 0.0
10 | SUMA3 = 0.0
11 *-----*

```

```

12 |
13 |
14 | DO 25 L = 1, NY
15 | J = L - 1
16 | SUMA1 = SUMA1 + OP(IJ) / ( ( 1.0 + A ) ** ( J ) )
17 | SUMA2 = SUMA2 + OF(IJ) / ( ( 1.0 + A ) ** ( J ) )
18 | SUMA3 = SUMA3 + QW * S / ( ( 1.0 + A ) ** ( J ) )
19 | 25 CONTINUE
20 *-----*

```

```

21 | FC = - EIF(ID) - LIS(ID) * UN - SUMA1 - SUMA2 - EIF(ID) - AI(ID) + SUMA3
22 | T = ( U(ID) * PMTC ) / ( 2. * 65000. * 0.72 )
23 | RETURN
24 *-----*

```

```

25 |
26 *-----*
27 | END
28 *-----*

```

```

29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61

```

**** TSO FOREGROUND HARDCOPY ****
DSNAME=PROMP6.SAL1.DATA

```
C *****  
C  
C PROGRAMA PARA SIMULAR EL DIAMETRO OPTIMO Y LA POTENCIA  
C REQUERIDA PARA EL DISEÑO DE UN GASDUCTO,EL PROGRAMA -  
C UTILIZA LA ECUACION DE WEYMOUTH Y SE SUPONE QUE EL FLU  
C JO ES HORIZONTAL, FINALMENTE SE HACE EL ANALISIS ECONO  
C MICO UTILIZANDO EL FLUJO DE CAJA DESCONTADO PARA CADA-  
C UNA DE LAS ALTERNATIVAS  
C  
C *****  
C  
C LA SIMULACION SE EFECTUA PARA DIAMETROS DE 38,40,42,Y  
C 44 PULGADAS, CONSIDERANDO 1, 2, 3, ESTACIONES DE COMPRE-  
C SION. LA PRESION MAXIMA DE OPERACION SE OBTIENE PREVIAM-  
C ENTE Y ENTRA COMO DATO AL PROGRAMA VARIANDO ENTRE 1562,-  
C 1278, 994 PSIA  
C  
C *****  
C ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL  
C PROGRAMA PREPARADO POR:  
C SERGIO BOLIVAR ARAUJO VILLALVA  
C GUAYAQUIL-ECUADOR  
C *****  
C  
C LOS SIGUIENTES DATOS ENTRAN AL PROGRAMA  
C DIMENSION D(4),EIP(4),EIS(4),OP(4),OF(4),EIF(4),AI(4)  
C DATA D/37.06,39.0,41.0,42.88/  
C DATA EIP/145.5E6,161.4E6,169.3E6,195.7E6/  
C DATA EIS/99.0E6,83.6E6,58.8E6,43.4E6/  
C DATA OP/2.04E6,2.15E6,2.26E6,2.36E6/  
C DATA OF/2.20E6,1.2E6,0.93E6,0.99E6/  
C DATA EIF/30.6E6,23.9E6,23.1E6,24.3E6/  
C DATA AI/2.3E6,2.3E6,2.3E6,2.3E6/  
C PM=20.685  
C PMT=1562  
C TP=540.  
C EL=187.5  
C G=0.73  
C EK=1.26  
C NY=20  
C A=0.15  
C S=0.04  
C Q=1500.E6  
C QW=5.20E11  
C  
C EMPIEZA EL CALCULO CONSIDERANDO UNA SOLA ESTACION DE COMPRESION  
C  
C WRITE(6,101)  
C 101 FORMAT(1H0,20X,'CASO DE UNA ESTACION DE COMPRESION')  
C WRITE(6,102)  
C 102 FORMAT(1H0,2X,'NUM',3X,'DIAM',2X,'P SUCCION',3X,'P DESCARGA'  
C *,5X,'BHP',4X,'FLUJO DE CAJA',3X,'ESPESOR',4X,'REL',3X,'PMT')  
C BN=1.  
C DO 300 ID=1,4  
C R=1.0  
C PI=800.  
C PF=800.  
C PB=14.7
```

TB=520.

EF=.95

PD1C=0.

CALL PDESCA(PI,PF,TB,EF,PB,G,TP,D,ID,Q,EL,BN,PD1C,PD1,ZP)

IF(PD1.GT.PMT) GO TO 199

12 CALL COMP(PD1,PMT,PI,TB,EF,PB,G,TP,D,ID,Q,EL,BN,PS,R,PMTC,PD1N)

IF(ABS(PD1N-PI).LE.2.) GO TO 23

R=R+0.01

GO TO 12

23 CALL BHPFC(G,Q,ZP,EK,TP,R,BN,PM,NY,OP,D,ID,A,OF,QW,S,EIP,EIS,EIF,A00

*I,PMTC,BHP,FC,T)

WRITE(6,103)BN,D(ID),PS,PD1,BHP,FC,T,R,PMTC

103 FORMAT(1H0,3X,F2.0,2X,F5.2,5(2X,E10.5),2X,F5.2,2X,F5.0)

GO TO 300

199 WRITE(6,188)D(ID),PD1

188 FORMAT(1H0,/,10X,'LA PRESION DE DESCARGA CALCULADA ES MAYOR QUE L00

*A ADMISIBLE PARA D= ',F6.2,3X,'P= ',E14.7)

300 CONTINUE

C EMPIEZA EL CALCULO CONSIDERANDO DOS ESTACIONES DE COMPRESION

C

WRITE(6,202)

202 FORMAT(1H0,20X,'CASO DOS ESTACIONES DE COMPRESION')

WRITE(6,203)

203 FORMAT(1H0,2X,'NUM',2X,'DIAM',4X,'PSUC2',8X,'PDES2',7X,'PSUC22',7X00

*, 'PDES22',6X,'BHP',8X,'F CAJA',5X,'ESPESOR',5X,'REL',3X,'PMTC2')

BN=2.

DO 400 ID=1,4

R=1.0

PI=800.

PF=800.

PB=14.7

TB=520.

EF=0.95

PD1C=0.

CALL PDESCA(PI,PF,TB,EF,PB,G,TP,D,ID,Q,EL,BN,PD1C,PD2,ZP)

IF(PD2.GT.PMT) GO TO 299

15 CALL COMP2(PD2,PMT,R,PMTC2,PS2)

CALL PDESCA(PI,PS2,TB,EF,PB,G,TP,D,ID,Q,EL,BN,PD1C,PD21,ZP)

CALL COMP(PD21,PMT,PI,TB,EF,PB,G,TP,D,ID,Q,EL,BN,PS21,R,PMTC2,PD2N00

*)

IF(ABS(PD2N-PI).LE.2.) GO TO 16

R=R+0.01

GO TO 15

16 CALL BHPFC(G,Q,ZP,EK,TP,R,BN,PM,NY,OP,D,ID,A,OF,QW,S,EIP,EIS,EIF,A00

*I,PMTC,BHP,FC,T)

WRITE(6,204)BN,D(ID),PS2,PD2,PS21,PD21,BHP,FC,T,R,PMTC2

204 FORMAT(1H0,3X,F2.0,2X,F5.2,7(2X,E10.5),2X,F5.2,2X,F5.0)

GO TO 400

299 WRITE(6,288)D(ID),PD2

288 FORMAT(1H0,/,10X,'LA PRESION DE DESCARGA CALCULADA ES MAYOR QUE L00

*A ADMISIBLE PARA D= ',F6.2,3X,'P= ',E14.7)

400 CONTINUE

C EMPIEZA EL CALCULO CONSIDERANDO TRES ESTACIONES DE COMPRESION

C

WRITE(6,302)

302 FORMAT(1H0,20X,'CASO DE TRES ESTACIONES DE COMPRESION')

WRITE(6,303)

303 FORMAT(1H0,2X,'NUM',2X,'DIAM',4X,'PSUC3',4X,'PDES3',5X,'PSUC31',3X00

*, 'PDES31',3X,'PSUC33',4X,'PDES33',6X,'BHP',7X,'F CAJA',7X,'ESPESOR00

*,5X,'REL',4X,'PMTC3')

BN=3.


```

1 CW1=C1*((D(ID))**(8./3.)) 000
2 PD1N=(PS*PS+((Q/CW1)**2.0*EL)/(BN+1))**0.5 000
3 RETURN 000
4 END 000
5 SUBROUTINE COMP2(PD1,PMT,R,PMT,PS) 000
6 DIMENSION D(4) 000
7 IF(PD1.GT.PMT) GO TO 13 000
8 IF(PD1.GT.994.) GO TO 11 000
9 PMTC=994. 000
10 GO TO 13 000
11 IF(PD1.GT.1278.) GO TO 12 000
12 PMTC=1278. 000
13 GO TO 13 000
14 PMTC=1562 000
15 13 PS=PD1/R 000
16 RETURN 000
17 END 000
18 SUBROUTINE BHPFC(G,Q,ZP,EK,TP,R,BN,PM,NY,OP,D,ID,A,OF,QW,S,EIP,EIS 000
19 *,EIF,AI,PMTC,BHP,FC,T) 000
20 DIMENSION OP(4) 000
21 DIMENSION D(4) 000
22 DIMENSION OF(4) 000
23 DIMENSION EIP(4) 000
24 DIMENSION EIS(4) 000
25 DIMENSION EIF(4) 000
26 DIMENSION AI(4) 000
27 VS=13.08/G 000
28 EM=(Q/1.44E6)*1000./VS 000
29 BHP=(0.072*ZP*EK*TP*EM*(R**((EK-1.)/EK)-1.))/((EK-1.)*PM) 000
30 SUMA1=0.0 000
31 SUMA2=0.0 000
32 SUMA3=0.0 000
33 DO 25 L=1,NY 000
34 J=L-1 000
35 SUMA1=SUMA1+OP(ID)/((1.0+A)**(J)) 000
36 SUMA2=SUMA2+OF(ID)/((1.0+A)**(J)) 000
37 SUMA3=SUMA3+QW*S/((1.0+A)**(J)) 000
38 25 CONTINUE 000
39 FC=-EIP(ID)-EIS(ID)*BN-SUMA1-SUMA2-EIF(ID)-AI(ID)+SUMA3 000
40 T=(D(ID)*PMT)/(2.*65000.*0.72) 000
41 RETURN 000
42 END 000

```

CASO DE UNA ESTACION DE COMPRESION

NUM	DIAM	P SUCCION	P DESCARGA	BHP	FLUJO DE CAJA	ESPEJOR	REL	PMIC
1.	37.06	.79895E 03	.13742E 04	.54028E 05	.14942E 12	.61846E 00	1.72	1562.
1.	39.00	.80100E 03	.12655E 04	.45419E 05	.14943E 12	.53250E 00	1.58	1278.
1.	41.00	.80019E 03	.11763E 04	.38149E 05	.14945E 12	.55981E 00	1.47	1278.
1.	42.88	.79794E 03	.11090E 04	.32539E 05	.14943E 12	.58548E 00	1.39	1278.

CASO DOS ESTACIONES DE COMPRESION

NUM	DIAM	PSUC2	PDES2	PSUC22	PDES22	BHP	F CAJA	ESPEJOR	REL	PMIC2
2.	37.06	.80724E 03	.12189E 04	.81009E 03	.12232E 04	.40799E 05	.14932E 12	.50601E 00	1.51	1278.
2.	39.00	.80558E 03	.11358E 04	.80814E 03	.11395E 04	.33931E 05	.14934E 12	.53250E 00	1.41	1278.
2.	41.00	.80341E 03	.10685E 04	.80520E 03	.10709E 04	.28104E 05	.14939E 12	.55981E 00	1.33	1278.
2.	42.88	.80196E 03	.10185E 04	.80312E 03	.10199E 04	.23513E 05	.14939E 12	.58548E 00	1.27	1278.

CASO DE TRES ESTACIONES DE COMPRESION

NUM	DIAM	PSUC3	PDES3	PSUC31	PDES31	PSUC33	PDES33	BHP	F CAJA	ESPEJOR	REL	PMIC3
3.	37.06	.80826	1131.55	812.13	1136.95	813.93	1139.48	33190.	.14922E 12	.50601E 00	1.40	1278.
3.	39.00	805.89	1063.76	809.04	1067.92	810.73	1070.15	27330.	.14926E 12	.53250E 00	1.32	1278.
3.	41.00	801.11	1009.39	801.78	1010.23	802.19	1010.74	22729.	.14933E 12	.55981E 00	1.26	1278.
3.	42.88	801.15	969.38	801.90	970.29	802.41	970.90	18712.	.14935E 12	.58548E 00	1.21	994.

B I B L I O G R A F I A

- 1.-ANDERSON, Ronald L: "Hay que proteger la Tubería enterrada".- Petróleo Interamericano Mayo 1.954, pag. 32.
- 2.-ASHFORD Frank E, CARO Rubén A: Fundamentos y Aplicaciones de la Ingeniería de Gas, pags 266, 340.
- 3.-BADER, Dan M, y MORRIS Lee: Line sizing and Piping design.- Oil & Gas facilities School 1.980.
- 4.-BARRIENTOS Jorge: Apuntes sobre "Transporte y Medición del Gas Natural".- Curso Post Grado ESPOL.
- 5.-BICKEL,TC, D.M. HIMMELBLAV, and T.F. Edgar: Optimal design of long Gas Pipelines.-University of Texas at Austin.
- 6.-CARTA José: Sistema Gasducto Anaco- Barquisimeto Universidad Central de Venezuela.
- 7.-"COLOQUIO VENEZOLANO-FRANCES DE GAS": Trabajos Técnicos Caracas, 22 al 25 Noviembre 1.982.
- 8.-CORPOVEN: Seminario sobre Líneas de Transmisión de Gas. Octubre 1.983.- Caracas.
- 9.-ENCINNEERING DATA BOOK: Gas Processors Suppliers Association.- Edition 1.972, pag 5-1, 5-6, 5-9, 5-10.

- 10.-IKOKU: Ennginering of Gas Natural, pag 570.
- 11.-INTEVEP-FILIAL PETROLEOS DE VENEZUELA:"Criterios para establecer especificaciones de calidad del Gas Natu - ral transportado por tuberías. pag 2, 3, 4.
- 12.-KATTZ, Donald: Handbook of Natural Gas Enginnering, - pag 350.
- 13.-LAGOVEN: Contenido del Informe Técnico de la visita a industrias Solicitante del servicio de Gas.-Venezuela 1.983, pag 0-1,0-2, 0-3, 0-6, P-7, P-8, P-9, P-10.
- 14.-MENDEZ M: Procedimientos para evitar la formación de hidratos.- Instituto Mexicano de Petróleo Vol. 1 Num. 2.- Abril 1.969, pag 43, 44, 45, 52.
- 15.-MOLINARI I; P. CASTROVIEJO y R. TORREGROSA: Apuntes de Canalizaciones para Gas Natural.-Barcelona 1.970, pag 5-6- 27, a 5-11-27.
- 16.-NOLASCO J,N: Eliminación de líquidos y polvo en gasduc tos y redes de distribución.- Instituto Mexicano del - Petróleo VolV Num. 3.- Julio 1.973, pag 86, 87, 88, - 92, 93.
- 17.-PARKER Marshall E: Corrosión and its Control.- Reprin- ted from the engineering section of the oil and Gas - Journal, Tulsa-Oklahoma 1.956, pag 73

- 18.-PEREZ YOVANNI José: Composición y Características del Gas Natural, Transporte y Trabajo de Compresión.- Meneven.- San Tome Mayo 1.983- Venezuela, pags: 5-3, 5-17, 5-18.

- 19.-YOUNGER, A.H: Natural Gas Processing principles and - Technology Ench 607 and Ench 609.- Lectures Notes.- The University of Calgary. Part I, Capítulo 6 pag 5 - a 24.

- 20.-ZANKER, Adam: Calculati6n of Economic pipezizes.- Pipelines International . October 1.981, pag 31,32,33.