

22



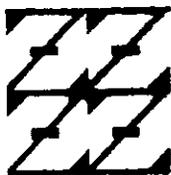
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
"ZARAGOZA"

INSPECCION Y LIMPIEZA DE DUCTOS QUE
TRANSPORTAN GAS NATURAL USANDO DIABLOS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A :
MERCEDES ANTONIA LEON JAVIER

U N A M
F E S
Z A R A G O Z A



LO HUBIERO EJE
DE NUESTRA REFLEXION

ASESOR: ING. RENE DE LA MORA MEDINA

MEXICO, D. E.

1999

273861

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA

OFICIO: FESZ/JCIQ/0047/98

ASUNTO: Asignación de Jurado

C. MERCEDES ANTONIA LEÓN JAVIER

Presente

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado para el Examen Profesional, le comunico que la Jefatura a mi cargo ha propuesto la siguiente designación:

Presidente: I.Q. René de la Mora Medina

Vocal: I.Q. José Bermúdez Mosqueda

Secretario: I.Q. Gabriel Cruz Zepeda

Suplente: I.Q. Enrique Laguna Rodríguez

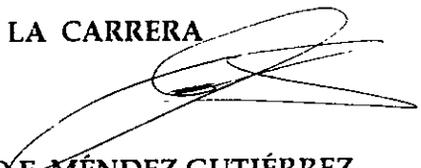
Suplente: I.Q. Dominga Ortiz Bautista

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

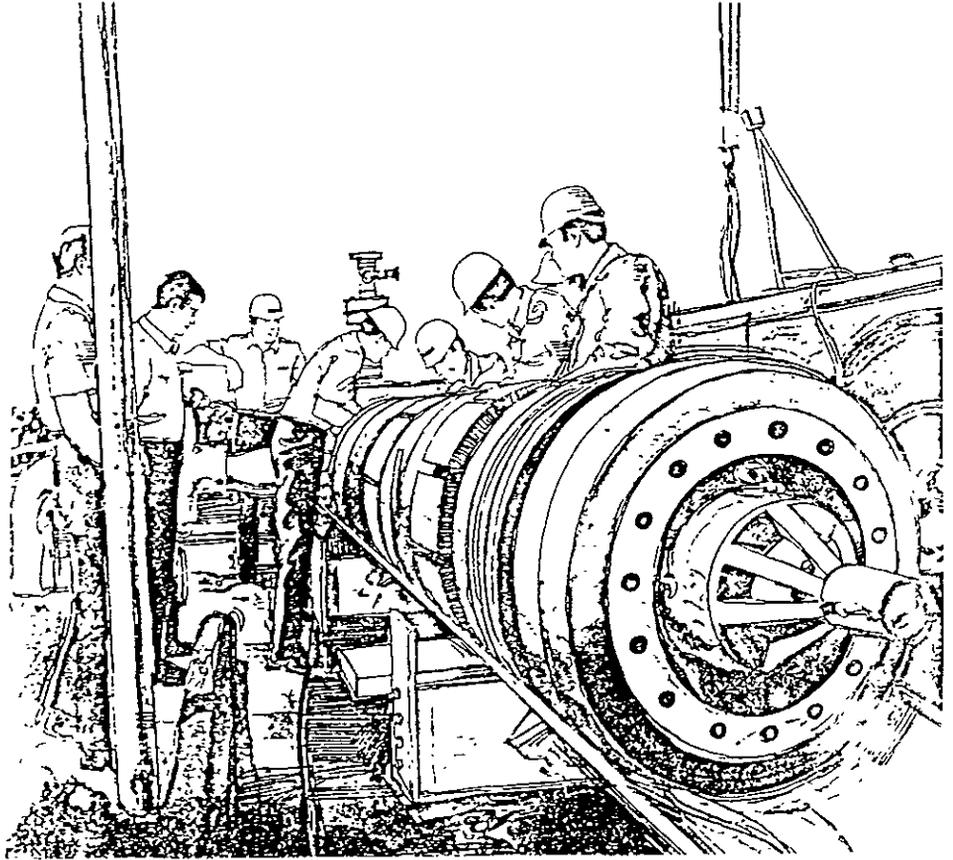
México, D.F., 2 de Diciembre de 1998

EL JEFE DE LA CARRERA



I.Q. ARTURO E. MÉNDEZ GUTIÉRREZ

1m



DEDICATORIAS:

A mis padres, por el gran apoyo y amor que me han dado; sus
invaluables consejos . . . pero sobre todo, el verdadero valor de
una familia unida que me ha protegido: la solidez de mis
principios y el haberme enseñado a valorar la vida, lo material, lo
espiritual y luchar por mis objetivos por más imposibles que
sean.

A ellos mi respeto y cariño por siempre:

Mi padre Ramón León,

Mi madre Elsi Javier.

AGRADECIMIENTOS.

A Dios y a San Antonio de Padua por haberme permitido llegar hasta este punto, a pesar de las tribulaciones que se han presentado a lo largo del camino;

A mi familia en general, que me apoyaron a pesar de la lejanía; principalmente los que ya no están pero aún siguen acompañándome;

Al Ing. René de la Mora, por su paciencia y las contribuciones tan valiosas para llevar a cabo este trabajo;

Al Ing. Andrés Aquino, que no solo fue mi asesor de servicio social y profesor, es un gran amigo;

Al H. Jurado, por sus comentarios que enriquecieron el tema;

A todos mis maestros, de quienes tanto aprendí, no solo de Ingeniería Química;

Al Ing. Sergio Gómez Tostado, de quien todavía me falta mucho por aprender;

A la Ing. Maggie Rauh-Hain, por todo el apoyo, tanto profesional como personal;

A mis compañeros y amigos, que me hicieron entender el gran valor de la amistad.

Finalmente, a la ingeniería química, por ser
¡la profesión más completa y hermosa de todas!

GRACIAS!

INDICE GENERAL

Indice de tablas	vi
Indice de figuras	vii
RESUMEN	3
INTRODUCCIÓN	4
OBJETIVOS	6
CAPITULO 1:	
GENERALIDADES	7
1.1 GASES COMBUSTIBLES	8
1.1.1 Definición de petroquímica	8
1.1.2 Historia	10
1.1.3 Tipos de gases combustibles	11
1.1.4 Componentes del gas natural	12
1.2 TECNOLOGIA DEL GAS NATURAL	16
1.2.1 Purificación	17
1.2.2 Procesos comerciales utilizados para la purificación del Gas	17
1.2.3 Monoetanolamina	18
1.2.4 Membranas	18
1.2.5 Almacenamiento	19
1.2.6 Usos	19
1.2.7 Situación actual del gas natural en México	20
1.3 TRANSPORTACION DEL GAS A TRAVES DE DUCTOS	23
1.3.1 Ductos	23
1.3.2 Características propias de los hidrocarburos	23
1.3.3 Impurezas del gas natural	23
1.3.4 Ductos de transporte	27
1.4 INSPECCION EN DUCTOS DE TRANSPORTE	30
CAPITULO 2:	
CLASIFICACION, DISEÑO, OPERACION E INSPECCION DE DUCTOS	32
2.1 CLASIFICACION DE DUCTOS	33

2.2	CODIGOS Y NORMAS	33
2.3	DISEÑO	34
2.3.1	2.3.1 Materiales más comunes para la construcción de ductos	34
2.3.2	2.3.2 Sistemas de acero al carbón y acero inoxidable	37
2.3.3	2.3.3 Seguridad y clasificación para el servicio que prestarán los ductos	51
2.3.4	2.3.4 Condiciones de diseño	53
2.3.5	2.3.5 Criterios de diseño	55
2.4	INSTALACION, PRUEBA Y MANTENIMIENTO	61
2.4.1	2.4.1 Expansión térmica y flexibilidad	61
2.4.2	2.4.2 Soportes de líneas	61
2.4.3	2.4.3 Examen e inspección	62
2.4.4	2.4.4 Diferentes tipos de examen	63
2.4.5	2.4.5 Mantenimiento de ductos	64

CAPITULO 3:

	SISTEMAS DE INSPECCION Y LIMPIEZA	66
3.1	PROPOSITOS DE LOS SISTEMAS DE INSPECCION Y LIMPIEZA	67
3.1.1	3.1.1 Incremento de la eficiencia de flujo en un ducto	67
3.1.2	3.1.2 Control de corrosión	67
3.1.3	3.1.3 Separación de productos	68
3.1.4	3.1.4 Localización de obstrucciones en un ducto nuevo	68
3.1.5	3.1.5 Monitoreo	69
3.2	DEFINICIONES Y EVOLUCION DE LOS SISTEMAS DE LIMPIEZA	69
3.2.1	3.2.1 Diablos	69
3.2.2	3.2.2 Trampas de diablos	75
3.2.3	3.2.3 Esferas	75
3.2.4	3.2.4 Historia y evolución del raspatubos moderno	75
3.2.5	3.2.5 Futuros desarrollos para la industria del gas	77
3.3	CONSIDERACIONES DE DISEÑO	78
3.3.1	3.3.1 Diseño específico de ductos para corridas de diablos	78
3.3.2	3.3.2 Diseño de parámetros	81
3.3.3	3.3.3 Diseño de estaciones de manejo	86
3.3.4	3.3.4 Instrumentación requerida	100
3.4	INDICADORES Y LOCALIZACION DE LOS SISTEMAS	102

3.4.1	Indicador de ruta seguida por diablos	102
3.4.2	Localizador de diablos	103
3.4.3	Indicadores permanentes de diablos	107

CAPITULO 4:

PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION Y LIMPIEZA 109

4.1	INFORMACION NECESARIA PREVIA	110
4.1.1	Requisición	110
4.1.2	Inspección y prueba	111
4.1.3	Requisitos de la propuesta	111
4.1.4	Equipo Vetcolog	111
4.2	ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACION	112
4.3	COORDINACION Y COMUNICACIÓN	113
4.4	DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO	115
4.4.1	Principios generales	115
4.4.2	El instrumento Vetco	115
4.4.3	Sección impulsora	115
4.4.4	Sección transductora	115
4.4.5	Sección instrumentada	116
4.4.6	Sistema de reproducción	116
4.4.7	Interpretación de las gráficas/capacidad de detección	116
4.4.8	Especificación de equipo	118
4.5	DIABLO CALIBRADOR	119
4.6	ORIENTACION	120
4.7	PROCEDIMIENTO DE LANZAMIENTO Y RECEPCION	123
4.7.1	Sección de lanzamientos Servicio gas	123
4.7.2	Sección de recepción Servicio gas	1124
4.8	INFORMACION DE LAS EXCAVACIONES	126
4.8.1	General	126
4.8.2	Tabla de escalas	127
4.9	USO DEL REPORTE FINAL	128

CAPITULO 5:	
APLICACION PRACTICA DE UN SISTEMA DE INSPECCION Y LIMPIEZA A UN TRAMO DE DUCTO QUE TRANSPORTA GAS NATURAL	134
5.1 INTRODUCCION	135
5.1.1 Anatomía simplificada del diablo de limpieza usado para gasoducto	135
5.1.2 Técnica de inspección	137
5.1.3 Espesor de pared	138
5.1.4 Dimensionamiento de un ducto que transporta gas natural	138
5.2 ESPECIFICACION GENERAL PARA EL LANZADOR Y RECEPTOR DE DIABLOS EN UN DUCTO QUE TRANSPORTA GAS NATURAL	140
5.2.1 Requisición de las trampas de servicio	140
5.2.2 Requerimientos de diseño	141
5.2.3 Fabricación	142
5.2.4 Pruebas	143
5.2.5 Limpieza y pintura	143
5.2.6 Preparación del embarque	144
5.2.7 Obligaciones del proveedor	144
5.3 ESPECIFICACION GENERAL PARA TEE ESPECIAL	149
5.3.1 Requisición de las trampas de servicio	149
5.3.2 Requerimientos de diseño	149
5.3.3 Fabricación	150
5.3.4 Pruebas	151
5.3.5 Limpieza y pintura	151
5.3.6 Preparación del embarque	151
5.3.7 Requisitos específicos del proyecto	152
5.3.8 Obligaciones del proveedor	152
5.4 HOJAS DE DATOS DE LAS ESTACIONES DE SERVICIO	154
5.5 INFORME DE INSPECCION CON LOS EQUIPOS CALIBRADOR E INSTRUMENTADO	156
5.5.1 Informe pasaje de diablos	156
5.5.2 Anomalías magnéticas	158
5.5.3 Deformación física	158
5.5.4 Otras	158

5.5.5 Observaciones finales	158
5.6 DOCUMENTOS OBTENIDOS	160
5.7 DIABLO CONTENIENDO UNA CAMARA	177
5.7.1 Procedimiento	177
5.7.2 Configuración del diablo	184
CONCLUSIONES	179
ANEXOS	180
BIBLIOGRAFIA	187

INDICE DE TABLAS

CAPITULO 1

1.1	Potencial de ahorro en la utilización de insumos para plantas seleccionadas con tecnología de escala mundial	10
1.2	Composición de algunos casos de gas natural mexicano	13
1.3	Análisis de gas natural estadounidense	14
1.4	Propiedades físicas de los hidrocarburos ligeros	15

CAPITULO 2

2.1	Estado del código ANSI B.31 para tuberías a presión	33
2.2	Propiedades de tuberías de acero	40-42
2.3	Algunas dimensiones para accesorios bridados	52
2.4	Factor E _j	56

CAPITULO 3

3.1	Clasificación de diablos debido a su tipo y función	69
3.2	Clasificación de TD Williamson por modelo de diablo	70
3.3	Clasificación de diablos inteligentes	73
3.4	Distancias máximas de recorrido según servicio del ducto	80
3.5	Ímpulso de diablos por medio de aire	84
3.6	Ímpulso de diablos por medio de agua	85
3.7	Especificaciones de lanzadores y receptores de diablos	88
3.8	Especificaciones de lanzadores y receptores de esferas	92
3.9	Ángulos recomendados para el barril de lanzadores y receptores de bola	94

CAPITULO 4

4.1	Duración de la corrida	119
-----	------------------------	-----

CAPITULO 5

5.1	Cuestionario técnico I	146
5.2	Cuestionario técnico II	147
5.3	Cuestionario técnico III	148
5.4	Cuestionario técnico para la tee especial de flujo	153

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO 1

1.1	Diagrama esquemático de una columna general de fraccionamiento de petróleo	9
1.2	Purificación de gas natural por el proceso de absorción de aminas Alifáticas	18
1.3	(Gráfica) Producción diaria de gas natural en México	21
1.4	Productos derivados de petróleo y gas natural	22

CAPITULO 2

2.1	Soldadura por ensamble	38
2.2	Soldadura por bifurcaciones	43
2.3	Juntas bridadas	44
2.4	Juntas de cuello empacado	45
2.5	Juntas vaciadas	45
2.6	Juntas comprimidas	46
2.7	Juntas expandidas	46
2.8	Juntas de ajuste ensanchado	48
2.9	Junta de ajuste de compresión	48
2.10	Junta de ajuste mordiente	49
2.11	Junta de sello de anillo en O	49
2.12	Para el buen funcionamiento de una refinería ...	50

CAPITULO 3

3.1	Diferentes tipos de diablos	71
3.2	Diablo inteligente	74
3.3	Diseño de un diablo	82-83
3.4	Diagrama del instrumento Vetcolog de 152 mm	87
3.5	Diagrama del instrumento Vetcolog de 203.2 mm.	89
3.6	Instrumento de corrosión existente (48" de diámetro)	91
3.7	Diagrama del Vetcolog instrumentado (20" y más)	93
3.8	Fuga de flujo magnético en picadura de corrosión	95
3.9	Sistema de trampas Scraper	97
3.10	Trampa Scraper impulsora	98
3.11	Trampa Scraper	99
3.12	Instrumentación general de receptor de diablos para líquido	100
3.13	Instrumentación general de lanzador de diablos para líquido	101
3.14	Instrumentación general de receptor de diablos para gas	101
3.15	Instrumentación general de lanzador de diablos para gas	102

3.16	}	Especificaciones de barriles	104
3.17			
3.18			
3.19			
3.20		Daño mecánico sin fuga de flujo magnético	105
3.21		Aplicación típica de localización de un diablo en un gasoducto Ubicado en el fondo del mar	106

CAPITULO 4

4.1	Reunión de anteproyecto	114
4.2	La comunicación es importante	114
4.3	Información necesaria previa	114
4.4	Orientación del instrumento en lanzamiento	120
4.5	Pulsaciones a determinadas horas	121
4.6	Imanes marcadores en sus diferentes vistas	122
4.7	Secuencia de lanzamiento, servicio gas	123
4.8	Secuencia de recepción, servicio gas	124
4.9	Instrumentación requerida, sección de lanzamiento	125
4.10	Instrumentación requerida, sección de recepción	126
4.11	Información sobre datos de corrosión	129
4.12	El no uso de gráficas y reporte final	130

CAPITULO 5

5.1	Puntos comunes para todos los tamaños de diablos	136
5.2	Sección de cepillos	137
5.3	Lectura de ultrasonido de la excavación 1	157
5.4	Lectura de ultrasonido de la excavación 2	159
5.5	Diablo que contiene una cámara	178

FALTAN PAGINAS

De la: 1

A la: 2

RESUMEN

El gas natural sin duda, es el principal combustible a utilizar en los próximos años, al considerarse el sucesor más adecuado del gas licuado de petróleo, debido a su limpieza y seguridad en su manejo, hablando comparativamente con éste último. Al ser tan importante, no solo para la industria de procesos, sino también por su uso doméstico, es necesario darle un cuidado especial a su transporte. Cabe recordar que los centros de purificación del gas natural, se encuentran sumamente alejados de los centros de consumo.

Por este motivo no es recomendable su transporte por otro medio que no sea vía gasoductos.

El presente trabajo es una revisión bibliográfica acerca de la inspección y limpieza de gasoductos, enfocado principalmente a resaltar la importancia del cuidado de las líneas de transporte para este material. Se tiene entonces, una revisión del diseño de ductos, diferentes tipos de inspección y limpieza existentes hoy en día, desarrollados para prevención de accidentes, además de abordar un caso práctico realizado en una línea de gas natural en Argentina.

OBJETIVOS:

General:

1. Dar un enfoque lo más completo posible de la inspección y limpieza de ductos que transporten gas natural.

Específicos:

1. Describir de forma rápida la purificación de gas natural.
2. Citar la clasificación, diseño, operación e inspección de ductos en general.
3. Definir los sistemas de inspección y limpieza en general y específicos para gasoductos.
4. Describir la secuencia a seguir en los procedimientos de inspección y limpieza.
5. Mencionar el resultado de una aplicación práctica en un estudio de inspección y limpieza de un ducto que transporta gas natural.

INTRODUCCION

Antiguamente, el gas natural era venteado, ya que debido a sus orígenes, (1. Se origina en un yacimiento de gas propiamente dicho y 2. Es coproducido con el crudo) no se le tomaba mucho en cuenta.

Ya casi no se ventea, ahora se vende, se hacen obras de captación y reinyección o bien usándolo para generar electricidad, por ejemplo.

Hoy en día pues, el gas natural es una fuente primaria de energía, la cual poco a poco ha ido sustituyendo al gas licuado de petróleo como el principal combustible común utilizado tanto industrial como domésticamente. Este cambio ha ido en incremento, tanto en los países en vías de industrialización como en los ya industrializados, razón por la cual deben cuidarse mucho diferentes factores:

- Producción
- Almacenamiento
- Transporte y,
- Distribución

Al ser un producto importante, es necesario trasladar esa importancia hasta el cuidado de los ductos que servirán para su transporte hasta los centros de distribución.

Los ductos son una parte importante en la industria de proceso. Son quienes transportan ya sea productos primarios, petroquímicos intermedios o bien petroquímicos finales. Para su transporte y comercialización, el gas natural debe cumplir con ciertas especificaciones, entre las que pueden contarse contenidos máximos de agua, hidrocarburos condensables y contaminantes como el ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. Y si a eso se le añade un mal mantenimiento de los ductos de transporte, se tiene un producto final que no cumple con las características requeridas.

Por este motivo, las corridas de diablitos son tan importantes en la industria en general, pero para este caso específico, para el manejo del gas natural es fundamental contar con gasoductos adecuados.

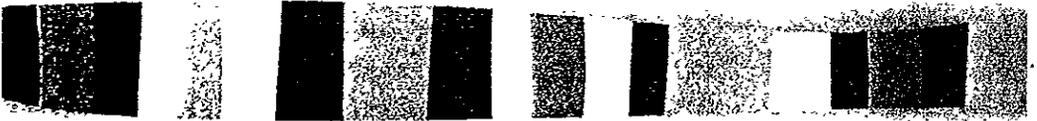
Las tuberías dentro de los límites de batería son importantes y es más posible que haya conocimiento de que algo anda mal debido al movimiento existente dentro de una planta. Una picadura acompañada por una fuga, un adelgazamiento en la pared del tubo, o simplemente que el producto que pasa por esa línea específica ya no sale en la cantidad que antes lo hacía. En un ducto, que transporte cualquier producto, es más difícil percatarse de alguna anomalía, ya que puede estar por debajo del mar, o bien en un tendido de muchos kilómetros para llegar a su destino. En todos los casos, es decir, que el ducto transporte el material que fuere, es importante mantener una calendarización para las inspecciones de las líneas y su consecuente limpieza. En el caso de los gasoductos es una situación especial debido

a que hay más peligro tanto para la población como para el medio ambiente, por las condiciones propias de los gases.

Este trabajo no habla de un proyecto específico de limpieza de un gasoducto ubicado en algún lugar. Se trata en general de los ductos de transporte para gas natural, los tipos de sistemas de limpieza adecuados para este caso específico y los resultados que deben obtenerse. El desarrollo del mismo está dividido en cinco capítulos, que son:

1. GENERALIDADES.- Donde se abordan los tipos de gases combustibles, tecnología típica del gas natural y la transportación del mismo a través de gasoductos.
2. CLASIFICACION, DISEÑO, OPERACIÓN E INSPECCION DE DUCTOS. En este capítulo se citan los principios de diseño fundamentales para tuberías, instalación y pruebas necesarias, así como el mantenimiento que debe dársele.
3. SISTEMAS DE INSPECCION Y LIMPIEZA. Donde se responden las preguntas de por qué se debe inspeccionar un ducto. Definiciones e historia del raspatubos moderno, así como las consideraciones básicas de su diseño.
4. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION Y LIMPIEZA. Quizá pudiendo crear confusión con el capítulo anterior. Aquí se manejan los parámetros requeridos para poder contratar el servicio, así como los procedimientos de lanzamiento y recepción, además de los datos que deben obtenerse.
5. APLICACIÓN PRACTICA DE UN SISTEMA DE INSPECCION Y LIMPIEZA A UN TRAMO DE DUCTO QUE TRANSPORTA GAS NATURAL. Especificaciones de un dispositivo de inspección para el caso específico de gas natural. Diseño de estaciones y accesorios.

CAPITULO 1.



GENERALIDADES

1.1 GASES COMBUSTIBLES

1.1.1 Definición de "petroquímica"

Es la industria de proceso cuyos compuestos químicos se obtienen a partir de los productos de la destilación del petróleo y el proceso criogénico del gas natural (Figura 1.1).

Ejemplo de lo anterior es que del petróleo o del gas natural se obtiene etileno, y este por reacción con agua se convierte en etilenglicol, el cual es un producto petroquímico típico. A su vez, el petróleo y el gas natural "son semillas para la formación de nuevas y fascinantes sustancias, que se convierten en materias primas para la elaboración de los más diversos productos industriales, alimenticios y agrícolas, que son los cimientos de la industrialización de cualquier nación".¹

La industria petroquímica está subdividida en cinco ramas principales, estas son: intermedios, fertilizantes nitrogenados, resinas sintéticas, fibras químicas y elastómeros. Las primeras tres, son las de más importancia ya que en conjunto, representan poco más del 90% del volumen de la producción en los últimos años. Por su parte, las fibras químicas y los elastómeros contribuyen en solo 5.5% y el resto, las catorce ramas de especialidades petroquímicas.

El desarrollo de la industria petroquímica cobra gran importancia por su efecto multiplicador en los diferentes sectores de la economía. Tiene un papel primordial en la estructura de las cadenas productivas, abastece a la industria de materias primas esenciales para la elaboración de diferentes productos de uso intermedio o final.

El avance tecnológico es un factor muy importante para elevar la competitividad. La tecnología de las plantas petroquímicas nacionales se volverá crecientemente obsoleta y, por lo tanto, no competitiva, a menos que se promuevan mayores inversiones. La tabla 1.1, muestra el potencial de ahorros en los insumos que se podrían obtener en cuatro plantas específicas si se utilizan tecnologías y tamaños de planta a escala internacional. La información actual de las plantas procede del informe de PEMEX PETROQUÍMICA, indicadores de gestión y corresponde al año 1996. Cabe destacar que en la planta de amoniaco III, el ahorro en el consumo de gas natural podría alcanzar el 28%.

Cada uno de los hidrocarburos provenientes del petróleo es base estratégica y prioritaria para el desarrollo de México. Por lo expuesto, es necesario considerar lo que establece la Carta Magna en su artículo 27, en lo referente al petróleo, donde señala que son propiedad de la nación todos los hidrocarburos que son inalienables e indica claramente que no se puede dar concesiones sobre los mismos.

Las leyes reglamentarias que se expiden pueden regular, pero no modificar la Constitución Mexicana. Por este motivo, hay que ser muy cautos en la forma en la que se quiere dar apariencia de legalidad al trato de los Complejos Petroquímicos, pues las

¹Cesar Conde Mata "¿Que es la petroquímica?"; revista ENTORNO QUÍMICO, CANACINTRA, Octubre 1997

inversiones que se realicen sin tomar en cuenta lo establecido en la Carta Magna, pueden perderse al no estar apegadas a derecho.

Figura 1.1 Diagrama esquemático de una columna general de fraccionamiento de petróleo.

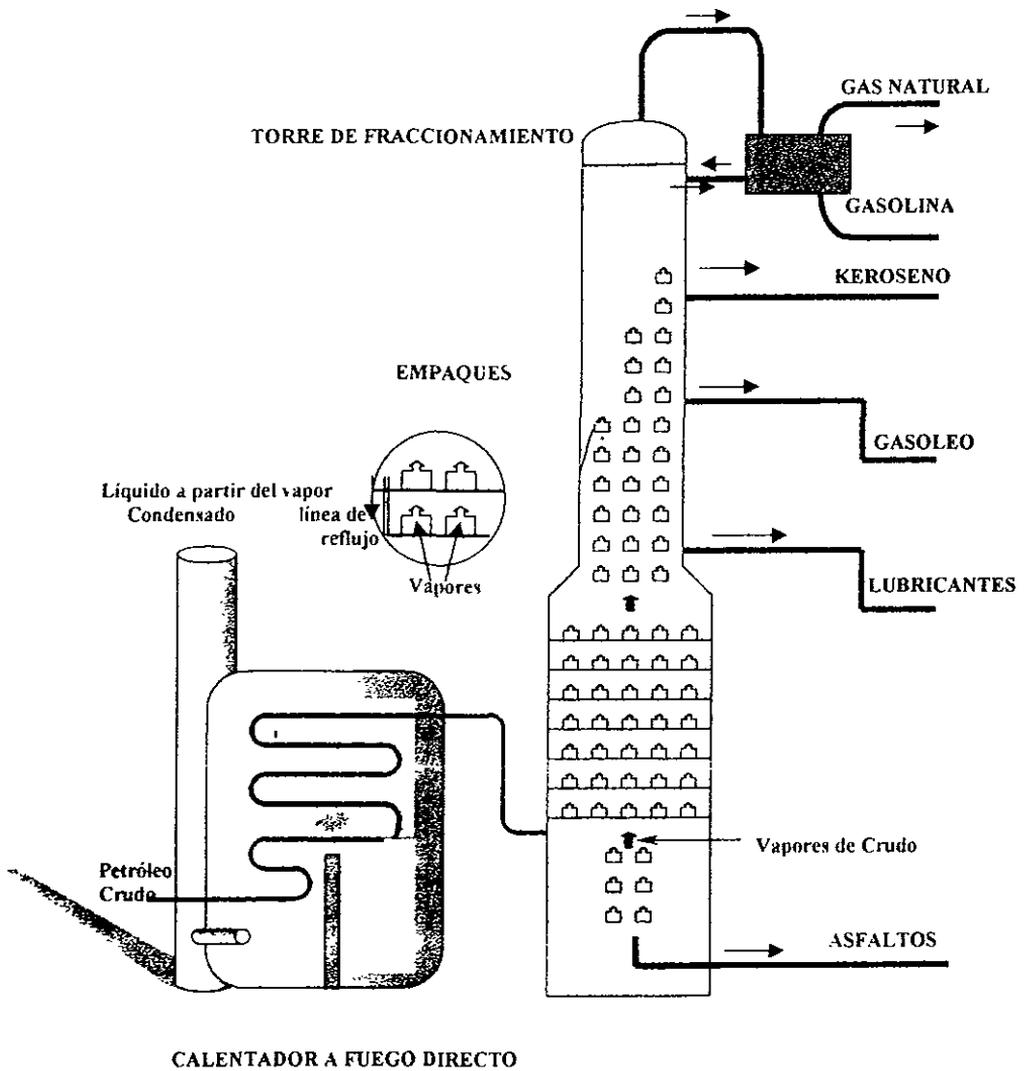


Tabla 1.1 Potencial de ahorro en la utilización de insumos para plantas seleccionadas con tecnología de escala mundial.

Plantas • Insumos	FACTORES DE Plantas de Petroquímica	CONSUMO Promedio para plantas a escala mundial	Potencial de ahorros (%)
1. PLANTA DE ETILENO (ESCOLIN) • Etano • Energía Eléctrica	1.45 ton/ton 29.40 kW/ton	1.230 ton/ton 29 000 kW/ton	15.2 1.4
2. PLANTA DE OXIDO DE ETILENO (MORELOS) • Etileno • Oxígeno	0.87 ton/ton 1.08 ton/ton	0.793 ton/ton 0.784 ton/ton	8.9 2.0
3. PLANTA DE CUMENO (LA CANGREJERA) • Propileno • Benceno • Energía eléctrica	0.39 ton/ton 0.77 ton/ton 52.40 ton/ton	0.378 ton/ton 0.674 ton/ton 15.000 ton/ton	3.1 12.5
4. PLANTA DE AMONIACO (COSOLEACAQUE) • Gas natural	41.70 mmBTU/ton*	30.100 mmBTU/ton	27.8

* Corresponde a los rendimientos observados en 1995.
Fuente: Secretaría de Energía en base a información proporcionada por PEMEX.

1.1.2 Historia

La primera vez que se registró el uso del gas combustible, fue alrededor del año 900 d. C., cuando los chinos transportaron gas natural a través de tuberías de bambú y aprovecharon el gas para alumbrado. La primera producción de carbón tuvo lugar por 1665, en Inglaterra y su primer empleo, en 1792, fue con propósitos de iluminación. Empeños similares comenzaron en la ciudad de Filadelfia por el año de 1796. No pasó mucho tiempo para que las compañías de gas comenzaran a organizarse y la industrialización del gas se convirtiera en un negocio. Los descubrimientos del gas de agua o gas azul, en 1780, y del gas pobre, fueron pasos esenciales en el desarrollo de la industria del gas. La gran explotación de los campos de gas natural de Estados Unidos dieron el ímpetu final a la industria de los gases como se le conoce en la actualidad.

En la década de 1950, hubo un enorme cambio en la industria del gas combustible, que incluyó el dominio de los extensos mercados del gas natural. Este había bajado de precio debido a la instalación de gasoductos que abarcaban todo Estados Unidos y provenían de los grandes campos de gas para los numerosos hogares y factorías de aquél país. Las demandas pico en invierno eran satisfechas por el aprovechamiento del gas natural almacenado en los pozos productores agotados del subsuelo próximo, por la utilización del gas natural licuado (GNL), por el uso del gas licuado de petróleo (GLP) o por la producción pico. El gas licuado de petróleo también cubre las necesidades en áreas donde no llegan los gasoductos. La

conveniencia, limpieza y precios razonables del gas natural, han sido una bendición para los estadounidenses.

1.1.3 tipos de gases combustibles

- a) Gas natural. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso, cuyo principal componente es el metano (CH_4), y se produce en los campos petroleros, ya sea solo (mantos gasíferos) o asociado (mantos petrolíferos). Se tratará con mayor amplitud en el punto 1.1.4.
- b) Gas natural licuado (GNL). Las ventajas de almacenar y embarcar el gas natural en forma licuada se deriva del hecho de que 0.03 m^3 (1 ft^3) de metano líquido a -162°C (-260°F) es aprox. igual a 18 m^3 (630 ft^3) de metano gaseoso. Es posible utilizar temperaturas mayores de -162°C si el líquido se almacena a presión. Por ejemplo, el estado líquido se mantiene a 22.4 bar (325 lbf/in^2) y -103°C (-155°F). La temperatura crítica del metano es -82°C (-116°F) y su correspondiente presión crítica es 46.4 bar (673 lbf/in^2). Un m^3 (264 gal) pesa 412 Kg (910 lb) a -164°C (-263°F). El poder calorífico es aproximadamente $86,000 \text{ Btu/gal}$. El calor de vaporización del GNL a 1 bar de presión es aproximadamente 300 J/m^3 (10 Btu/ft^3 estándar). Se requieren 232 MJ para vaporizar 1 m^3 de metano líquido ($6,575 \text{ Btu/ft}^3$).

El gas natural licuado se almacena dentro de tanques de concreto presforzado o con paredes metálicas dobles, almacenaje en tierra congelada o en cavernas y canteras de extracción.

- c) Gas licuado de petróleo (GLP). Este término se aplica a ciertos hidrocarburos específicos que se pueden licuar a presiones moderadas y temperaturas normales, pero que son gaseosos en condiciones atmosféricas normales. Los principales constituyentes del GLP son propano, propileno, butano, butileno e isobutano, mezclados en cualquier proporción o con aire. El GLP producido en la separación de hidrocarburos más pesados o más densos del gas natural se encuentra primordialmente en la serie parafínica (saturada). El GLP derivado del gas de refinería petrolera puede contener bajas variables de hidrocarburos olefínicos (insaturados).

Estos gases se utilizan mucho para servicios domésticos y se proporcionan en tanques o mediante líneas de gasoducto.

- d) Gas reformado. Aunque aplicable a cualquier gas transformado mediante un tratamiento adecuado, el término "reformado" se aplica a gases de poder térmico más bajo, obtenidos mediante pirólisis y la descomposición de vapor de gases de alto poder térmico, como el gas natural, el propano, el butano o el gas de refinería petrolera. se utiliza a veces para satisfacer las necesidades de consumo excesivo como complemento.
- e) Gases de aceite. Estos gases, con poderes caloríficos de 30 a 41 MJ/m^3 (300 a 1100 Btu/ft^3), se producen mediante la descomposición térmica de aceites que van de la nafta

a los residuos pesados de aceite con alto contenido de carbono. Aunque de menor importancia en muchos países, los gases de valores más bajos de poder calorífico (Btu) se distribuyeron como gas manufacturado en algunas empresas de utilidad pública, mientras que los gases de alto poder calorífico se utilizaban primordialmente para satisfacer las necesidades de carga máximas, en las compañías que proporcionan gas natural.

- f) Gas pobre. Este gas se genera al lanzar chorros de aire y vapor a un lecho caliente profundo de carbón o coque de manera continua. Los productos del proceso son CO, N₂ (debido a la utilización de aire), pequeñas cantidades de H₂ y cierta cantidad de CO₂. Debido al elevado porcentaje de N₂ en el gas, el poder calorífico es bajo (4.4 a 5.3 MJ/m³).
- g) Gas de agua azul, gas de agua carburada y gas de carbón. Son gases combustibles producidos a partir del carbón o el coque (enriquecidos en algunos casos como gas de aceite, gas natural o LPG) que se han utilizado cada vez menos en los últimos años, hasta ocupar una parte extremadamente pequeña del mercado.
- h) Acetileno. Este gas se utiliza en operaciones que requieren una temperatura elevada de llama, como el corte de metales y la soldadura. Para transportar el acetileno, se disuelve en acetona a presión y se introduce en pequeños recipientes que se llenan de material poroso.
- i) Hidrógeno. Se usa primordialmente para la producción de amoníaco y productos químicos, en la hidrogenación de grasas y aceites y como atmósfera reductora en los hornos, y se emplea en forma limitada como combustible con algunos fines industriales especiales, como los de corte y soldadura. Se produce industrialmente mediante la electrólisis del agua, la desintegración térmica del gas natural y otros hidrocarburos y por reacciones de reforma de vapor. Se trata de un gas combustible no contaminante.

1.1.4 Componentes del gas natural

El gas natural es un gas combustible que se obtiene de rocas porosas del interior de la corteza terrestre y se encuentra mezclado con el petróleo crudo cerca de yacimientos del mismo. Como se trata de un gas, puede encontrarse solo en yacimientos separados. La manera más común en que se encuentra este combustible es atrapado entre el petróleo y una capa rocosa impermeable. En condiciones de alta presión se mezcla o disuelve en aceite crudo.

El gas natural no solo predomina entre los gases combustibles, sino que se ha convertido en materia prima química muy importante para varias síntesis. Se compone de hidrocarburos de muy bajo punto de ebullición. El metano es el principal constituyente de este combustible, con un punto de ebullición de -154°C (-245°F). El etano, con un punto de ebullición de -89°C (-128°F) puede estar presente en cantidades de hasta el 10%; el propano, cuyo punto de ebullición es de hasta -42°C (-44°F), hasta 3%. El butano, pentano, hexano, heptano y octano también pueden estar presentes. En la tabla 1.3 se proporcionan las propiedades físicas de estos gases.

Aunque no exista una composición para este gas que pueda considerarse como típica, en la tabla 1.3 se muestran los análisis del gas natural de 9 de las más grandes ciudades de Estados Unidos.

El gas natural conocido como "seco", tiene menos de 0.013 L de gasolina/m³ (0.1 gal/1000 ft³). Cuando se excede esta cantidad se le denomina "húmedo". Los términos aplicados al gas natural "dulce" y "amargo" se emplean para denotar la ausencia o presencia de H₂S.

Los análisis típicos de gas natural que se produce en algunas zonas de la República Mexicana, son como sigue:

Tabla 1.2 Composición de algunos casos de gas natural mexicano.

Composición	Sonda de Campeche % en volumen	Reynosa % en volumen	Cd. PEMEX % en volumen
Ácido sulfhídrico	trazas	no tiene	no tiene
Metano	87.4	96.16	94.05
Etaño	9.3	3.39	3.93
Propano	2.9	0.34	1.79
Butanos	0.2	---	0.23
Pentanos y más pesados	0.1	---	---
CO ₂	---	0.11	---

Finalmente, en la tabla 1.4, se mencionan las principales propiedades de los componentes del gas natural.

Tabla 1.3 Análisis de gas natural Estadounidense

CIUDAD	COMPONENTES DE GAS, % EN VOLUMEN									Poder calorífico	Densidad
	METANO	ETANO	PROPANO	BUTANOS	PENTANOS	HEXANOS	CO ₂	N ₂	DIVERSOS	Btu/ft ³	relativa
Baltimore, Md.	94.40	3.40	0.60	0.50	0.00	0.00	0.60	0.50	...	1051	0.590
Birmingham, Ala.	93.14	2.50	.67	.32	.12	.05	1.06	2.14	...	1024	.599
Boston, Ma.	93.51	3.82	.93	.28	.07	.06	0.94	0.39	...	1057	.604
Columbus, Oh.	93.54	3.58	.66	.22	.06	.03	.85	1.11	...	1028	.597
Dallas, Tx.	86.30	7.25	2.78	.48	.07	.02	.63	2.47	...	1093	.641
Houston, Tx.	92.50	4.80	2.00	.3027	0.13	...	1031	.623
Kansas City Mo.	72.79	6.42	2.91	.50	.06	traza	.22	17.10	...	945	.695
Los Angeles, Calif	86.50	8.00	1.90	.30	.10	.10	.50	2.60	...	1084	.638
Milwaukee, Wis.	89.01	5.10	1.89	.66	.44	.02	.00	2.73	.06 He	1051	.627

Tabla 1.4 Propiedades físicas de hidrocarburos ligeros.

	METANO	ETANO	PROPANO	ISOBUTANO	BUTANO	PENTANO
Volumen molecular del gas ft ³	378.7	375.8	372.7	366.7	365.4	
Peso molecular del gas	16.04	30.07	44.09	58.12	58.12	72.15
Gal/lb mol a 60°F	6.4*	9.64	10.41	12.38	11.94	13.71
Peso						
% de carbono	74.88	79.88	81.72	82.66		
% de hidrógeno	25.12	20.12	18.28	17.34	17.34	
Densidad relativa: del líquido (agua=1) del líquido °API del gas (aire=1)	0.248 340† 0.555	0.377 247 1.048	0.508 147 1.550	0.563 120 2.077	0.584 111 2.084	0.631 93 2.490
Pesos y volúmenes						
Lb/gal de liq.	2.5†	3.145	4.235	4.694	4.783	5.250
ft ³ gas/gal liq.	59.0†	39.69	36.28	30.65	31.46	27.67
ft ³ gas/lb liq.	24.8	12.50	8.55	6.50		
Relación volumen de gas a volumen de líquido *	443†	293.4	272.7	229.3	237.8	207.0
Punto de ebullición inicial (presión atmosférica)	259	-128.2	-43.7	10.9	31.1	97
Poder calorífico (superior)						
Btu/ft ³ gas	1012	1786	2522	3163	3261	4023
Btu/lb de liq.	23885	22373	21560	20732	21180	21110
Btu/gal liq.		70210	91500	103750	102600	110800
Presión de vapor						
psi/in ² abs						
a -44°F		88	0	9	-12	-14
a 0°F		206	38	12	7	-13
a 33°F		343	54	17	2	-11
a 70°F		563	124	45	3†	-6
a 90°F		710	165	62	4	
a 100°F			189	72	52	4
a 130°F			275	110	31	11
a 150°F			346	138	87	21
Calor latente de vaporización en el punto de ebullición:						
Btu/lb	221	211	185	158	167	153
Btu/gal	553	664	785	742	808	802
Calor específico						
Del líquido en Cp y 60°F. Btu/(lb)°F		0.780	0.588	0.560	0.549	
Del gas en Cp y 60°F. Btu/(lb)°F	0.526	0.413	0.390	0.406	0.396	0.402
Del gas en Cv y 60°F. Btu/(lb)°F	0.402	0.347	0.346	0.373	0.363	0.376

† Gas ideal = 379.5 ft³

* Valores aparentes para metano disuelto a 60 °F

† Basado en el gas perfecto

1.2 TECNOLOGÍA DEL GAS NATURAL

1.2.1 Purificación

Además del propano y el butano, valiosos desde el punto de vista industrial, el gas natural crudo contiene agua y ácido sulfhídrico; los cuales se eliminarán antes de colocar el gas en las líneas de transmisión. Hay cuatro métodos importantes que se aplican para la deshidratación del gas: Compresión, tratamiento con sustancias desecantes, adsorción y refrigeración.

Una planta que elimina agua por compresión, consta de un compresor de gas seguido por un sistema de enfriamiento para eliminar el vapor de agua por condensación. El tratamiento del gas con sustancias desecantes ha encontrado mucha aplicación en Estados Unidos. Los glicoles son los que más se utilizan para este propósito, debido a su alta afinidad con el agua, bajo costo, estabilidad química, bajo espumado y baja acción solvente para el gas natural.

Otros agentes desecantes son: alúmina y bauxita activadas, gel sílice, ácido sulfúrico y soluciones concentradas de cloruro de calcio o de tiocianato de sodio. Las plantas de este tipo, requieren, por lo general una torre de enfriamiento para el tratamiento a contracorriente del gas con el reactivo, junto con un regenerador para el agente deshidratante. El gas también puede deshidratarse si se pasa sobre serpentines refrigerados. En general, este método es más costoso que los otros, pero cuando hay vapor de escape disponible para operar el ciclo de refrigeración, los costos de refrigeración pueden reducirse. Si el agua presente en la mayor parte del gas combustible no se elimina, se tendrá indebidamente, una alta corrosión en las líneas de transmisión y puede haber problemas por la formación de hidratos, los que pueden causar obstrucciones en las líneas. El congelamiento de las válvulas y de los reguladores en tiempo frío también pueden causar problemas.

El ácido sulfhídrico y otros compuestos de azufre son objetable en el gas natural porque causan corrosión y forman compuestos contaminantes del aire cuando se queman. El olor del ácido sulfhídrico es muy molesto para la gente. Las recientes y restrictivas leyes sobre contaminación del aire requieren la eliminación de los compuestos de azufre antes de alimentar el gas al sistema de distribución. El dióxido de carbono en el gas es objetable debido a que disminuye el poder calorífico del gas. En el gas natural crudo, la cantidad de H_2S presente puede variar desde 0 hasta 35 g/m^3 o aún más.

Este tema se profundizará en el punto 1.3.3.

1.2.2 Procesos comerciales utilizados para la purificación del gas

Dentro de los procesos de remoción de dióxido de carbono y azufre, se encuentran los siguientes:

Proceso o Reactivo:	Nombre Comercial
SOLVENTE QUIMICO EN SOLUCION ACUOSA	
Monoetanolamina (MEA)	Girbotol
MEA + Amina	Ucar
Dietanolamina (DEA)	
Diglicolamina	Flúor econánime
Di-isopropanolamina	Shell
Carbonato de potasio caliente	Benfield, Catacarb, Giammarco, Vetrocoke
N-Formilmorfolina	
Lechada de un compuesto de hierro muy Reactivo	Slurrisweet
SOLVENTE FISICO	
Metanol	Rectisol
Carbonato de propileno	Flúor
Eter de polietilenglicol dimetilico	Selexol
1,1-Dióxido de tetrahidrotiofeno	Shell Sulfolane
N-Metil-2-pirolidona	Purisol
LECHO SECO DE UN MATERIAL SOLIDO, MATERIAL GRANULAR	
Virutas de madera recubiertas con óxido de hierro hidratado (esponja de hierro).	

1.2.3 Monoetanolamina

La monoetanolamina es el más antiguo y probablemente, todavía el solvente más usado. Se presenta un diagrama de flujo para este procedimiento en la figura 1.2. Para la desulfuración del gas natural, normalmente se aplica una solución acuosa de monoetanolamina entre 10 y 30%. Los diferentes solventes enlistados anteriormente varían en su selectividad para la absorción del H_2S y del CO_2 y esta propiedad, así como la composición de las impurezas en el gas que se procesa, determina con frecuencia la selección del solvente. Algunos de los solventes también tienen una alta afinidad por los hidrocarburos superiores, y esto crea una desventaja si el gas contiene una cantidad apreciable de estos compuestos valiosos. Si se desea llevar a cabo la deshidratación y la desulfuración en forma simultánea. El gas puede lavarse con una solución de amina, agua y glicol. Las composiciones para las

soluciones con este propósito van de 10 a 36% de monoetanolamina, 45 a 85% de dietilenglicol y lo restante de agua.

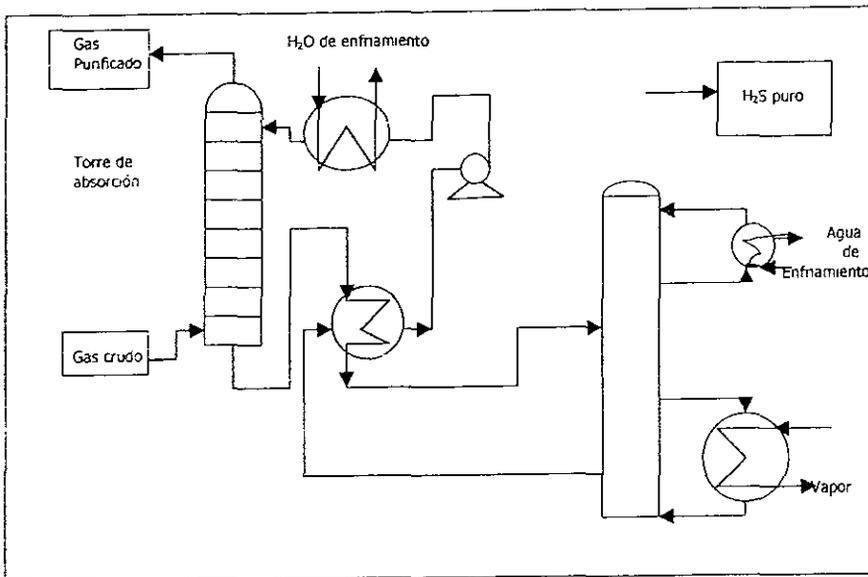


Figura 1.2 Purificación de gas natural por el proceso de absorción de aminas alifáticas.

1.2.4 Membranas

Uno de los métodos comerciales recientes para endulzar gas mediante el empleo de membranas. Esta separación trabaja sobre el principio de que existen diferentes tasas de permeación a través de una membrana para diferentes gases. Los materiales utilizados en las membranas son polisulfona, poliestireno, teflón y varios hules. Este tipo de separación posee muchas ventajas sobre otros tipos de separación de gases.

1.2.5 Almacenamiento

Dentro de los sistemas de almacenamiento de LNG se tienen los siguientes:

1. Almacenamiento en tanques sobre tierra.

El modelo típico de estos tanques de almacenamiento se caracteriza por utilizar paredes de concreto, de acero y capas de algún aislante apropiado.

2. Almacenamiento en tanques bajo tierra.

El concreto es pretensado para ponerlo en un estado de esfuerzo de compresión inicial, de tal modo que todas las características subsecuentes, incluyendo aquellas debido a la temperatura, no crearán esfuerzo a la tensión. Las áreas adyacentes a las inmediaciones del tanque, son rellenadas con un material aislante, seleccionado adecuadamente.

3. Almacenamiento en tanques sobre terminales flotantes.

El sistema de almacenamiento de LNG sobre terminales flotantes, es una técnica que se ha consolidado en los últimos años. Puede localizarse en plataformas marinas, monoboys y conjuntos submarinos, así como barcos.

1.2.6 Usos

Algunos productos del gas natural crudo son de importancia en la industria, como el metano, etano, propano, butano, el gas licuado de petróleo y la gasolina natural. En vista del aumento del valor del gas natural, los procesos aplicados para recuperar estos productos son cada vez más eficientes en combustible. Muchas plantas antiguas aplican un proceso refrigerado de absorción de aceite que opera en el intervalo de -18 a -40°C. Para lograr una conservación adicional del combustible, la tecnología moderna recurre a la aplicación del proceso de expansión criogénica que opera a temperatura de -90 a -100°C. Después de expandir el gas a presiones de 1380 o 2415 kPa, el gas residual puede requerir una recompresión hasta una presión necesaria para venderlo. Este proceso puede emplear entre 30 y 40% menos combustible que el proceso refrigerado de absorción de aceite. Después de que los líquidos condensados se separan de la corriente gaseosa, pueden fraccionarse bajo presión para separar los productos como se requieren para la venta. El empleo del combustible puede reducirse aún más, por recuperación del calor de desecho de la máquina del gas y de los gases de escape de la turbina, así como de los gases de venteo del calentador. Los gases de combustión se venden en todo Estados Unidos en cilindro de acero, en camiones cisterna, vagones cisterna y en barcos especiales.

Las fracciones más importantes del gas natural obtenidas por vía criogénica, son el metano, el cual en repetidas ocasiones es considerado como "gas natural" debido a lo ya visto anteriormente (el mayor porcentaje en composición), etano, propano y butano (gases licuados), los cuales se venden como gas L.P.

El metano, como hidrocarburo natural es materia prima muy importante. Es el hidrocarburo más sencillo de la química orgánica. Algunos de los productos a los cuales da origen aparte de los petroquímicos básicos (que se forman al reaccionar los hidrocarburos con otro elemento), son: *Amoniaco* (se obtiene por pirólisis y reacción con nitrógeno del aire), el cual es la base para los Fertilizantes Nitrogenados, indispensables para la agricultura; *Metanol* (obtenido por oxidación), cuyos productos secundarios son: formaldehído, materia prima del dimetiltereftalato, hexametilentetramina, pentaeritrol, productos nafténicos, paraformaldehído, solvente para lacas, barnices y pinturas, productos farmacéuticos, agroquímicos, metil terbutil éter, glicoéteres, acrilato de metilo, etc., éstos a su vez, son materias primas para la elaboración de adhesivos, polioles, resinas, fibras textiles, gasolinas y otras especialidades; además del cloruro de metilo, por reacción con cloro.

En la figura 1.4, se ejemplifican algunos productos que se obtienen a partir del gas natural.

1.2.7 Situación actual del gas natural en México

La producción de Gas Natural en México alcanzaría una cifra récord en la segunda mitad de 1998, ya que se previó que se rebasaran los 5 mil millones de pies cúbicos diariamente, una cifra sin precedente que permitiría hablar de que en dos años se incrementó la cifra en mil millones de pies cúbicos, tal y como lo informan los indicadores petroleros.

En esta ocasión, casi 50% del combustible proviene de la región Sur aún cuando el sector marino aporta más de 1700 millones de pies cúbicos y 952 millones para un gran total de 4,778 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, asociado y no asociado.

Petróleos Mexicanos informó que el promedio de producción mensual de gas natural –enero y febrero- es de 4,719 millones de pies cúbicos cada 24 horas.

Además las cifras revelan que las ventas internas de combustible alcanzan poco más de 1,831 millones diarios, cuyo valor en febrero alcanzó los 911 millones de pesos, 151 millones menos que el mes de enero, cuando el valor de las ventas internas de gas natural fueron del orden de los 1,061 millones de pesos.

Figura 1.3 Producción Diaria de Gas Natural en México. (PEMEX)

AÑO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
PRODUCCION DE GAS NATURAL	3633	3585	3578	3625	3759	4195	4467	4719

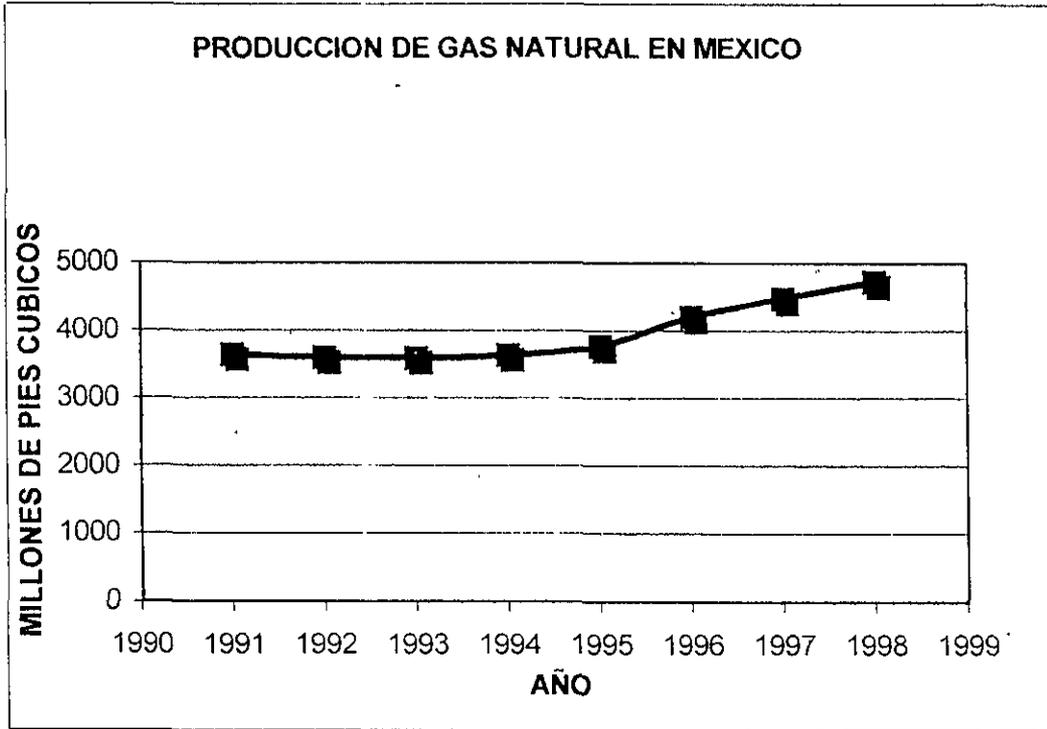
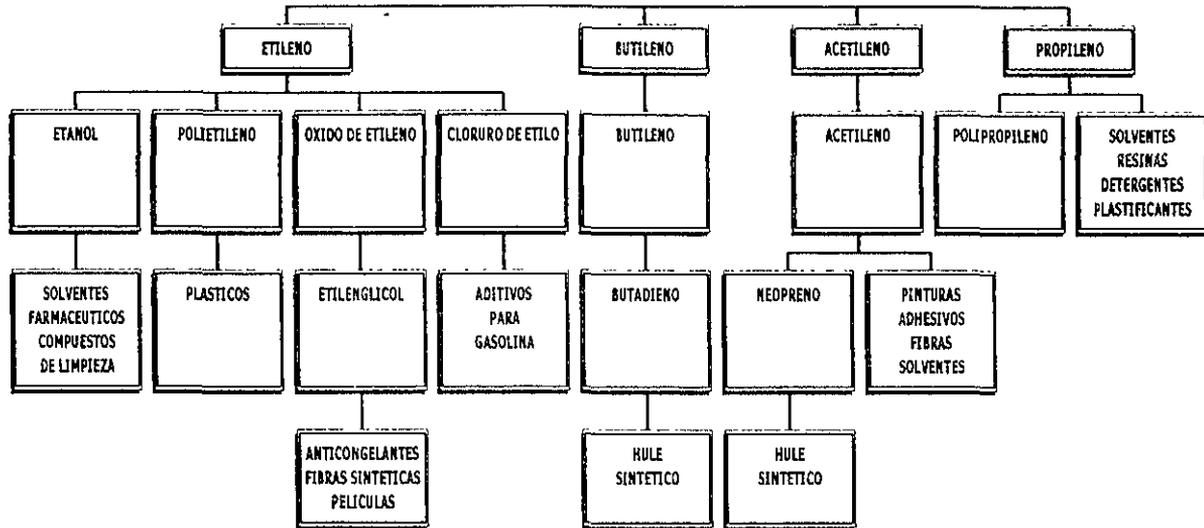


FIGURA 1.4 Productos derivados de petróleo y gas natural



1.3 TRANSPORTE DEL GAS A TRAVÉS DE DUCTOS

1.3.1 Ductos

Puede denominarse a los ductos de acuerdo al fluido que transporte, como por ejemplo se tiene:

1. Acueducto. Es el ducto que transporta agua.
2. Amonioducto. Es el ducto que transporta amoníaco.
3. Gasoducto. Es el ducto que transporta gases combustibles en su mayoría.
4. Poliducto. Es el ducto que puede transportar diversos productos.
5. Oleoducto. Es el ducto que transporta ya sea crudo o bien cualquier tipo de aceites.

1.3.2 Características propias de los hidrocarburos

Una de las características más comunes en la producción de un pozo, es un flujo turbulento formado por una mezcla de hidrocarburos gaseosos y líquidos en constante expansión e íntimamente mezclados con agua, vapor de agua, sólidos y algunas otras impurezas. Esto se lleva a cabo por diferentes factores.

Todas estas mezclas de hidrocarburos una vez que han sido producidas en la superficie, requieren de un tratamiento para separar el gas y el líquido, procurando manejar ambas fases por separado, de la forma más estable posible.

El proceso inicial que se aplica a estos hidrocarburos, tiene también por objeto eliminar las impurezas que arrastran tanto el gas como el líquido o ambos compuestos en la mezcla.

1.3.3 Impurezas del gas natural

El proceso seguido para el gas natural, ya que ha sido separado del líquido, es el siguiente:

1. Recuperar los vapores de hidrocarburos condensables.

Esta se efectúa en las instalaciones para procesamiento del gas mediante la aplicación de principios físicos simples. Esto es, estos hidrocarburos pueden condensarse y separarse de una corriente de gas incrementando la presión y reduciendo la temperatura. También pueden separarse por absorción o por adsorción con desecantes.

2. Eliminar el vapor de agua condensable.

El agua puede removerse por adsorción con un desecante, absorbiéndola con glicol o por enfriamiento del gas.

3. Eliminar o remover otros componentes indeseables como el ácido sulfhídrico y bióxido de carbono.

Dentro de los ductos de conducción en la superficie, también se presentan varios de estos cambios: por ejemplo: existen líneas que aparentemente manejan solo gas o líquido, pero, ya bien por los cambios de presión y temperatura que se producen a través del ducto, se llevan a cabo vaporizaciones de líquido o condensaciones de gas, dando lugar a un flujo a dos fases. Puede ocurrir que el gas arrastra líquido de los compresores y equipos de proceso en cantidades apreciables.

Las razones principales por lo que es indispensable llevar a cabo una buena separación de líquido y gas, son las siguientes:

- ⊗ En campos de aceite y gas, donde no se cuenta con el equipo necesario de separación, el gas debe quemarse, ocasionando que casi la totalidad de aceite ligero arrastrado por el flujo del gas también se queme, provocando grandes pérdidas si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.
- ⊗ Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquidos, ya que estos en compañía de sustancias tan importantes como el azufre o el bióxido de carbono ocasionan problemas tales como la corrosión y la abrasión del equipo de transporte así como el aumento en las caídas de presión y disminución en la capacidad de transporte de las líneas.

Para su transporte por tuberías y comercialización, el gas debe cumplir con ciertas especificaciones entre las que se incluyen contenidos máximos de: agua, hidrocarburos condensables y contaminantes como el ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. Probablemente, la impureza más indeseable del gas natural es el agua que puede encontrarse en el gas no procesado. Por esta razón, es necesario deshidratar el gas debido a:

- a) El gas natural y el agua pueden formar hidratos que obstruyen las líneas de conducción y el equipo.
- b) El gas que contiene agua con H_2S o CO_2 es altamente corrosivo.

c) El vapor de agua puede condensarse en las tuberías y provocar condiciones de flujo no permanente.

Como pudo establecerse, el gas natural contiene generalmente, ácido sulfhídrico (H_2S) conocido como "gas amargo" y bióxido de carbono (CO_2) conocidos como "gases ácidos", debido a que en solución con el agua forman soluciones ácidas que pueden ser dañinas de acuerdo con su concentración. Estos gases, -principalmente el ácido sulfhídrico- son muy indeseables y a menos que estén en cantidades muy pequeñas, deben eliminarse de la corriente del gas, principalmente por el hecho de que el ácido sulfhídrico es un gas tóxico que no puede ser usado como combustible doméstico.

En presencia de agua, este ácido es altamente corrosivo y puede causar fallas prematuras en las válvulas, líneas de conducción, recipientes a presión. La mayoría de las especificaciones de las líneas de conducción limitan el contenido de H_2S a g por cada 100 ft^3 de gas.

La eliminación del CO_2 no siempre es indispensable, pero puede ser necesaria si el gas se envía a plantas criogénicas a fin de prevenir su solidificación. Aunque en menor grado, también es altamente corrosivo en presencia de agua.

La mayoría de los procesos de tratamiento que eliminan el ácido sulfhídrico, también remueven el bióxido de carbono; por lo tanto, ambos volúmenes pueden sumarse para obtener el volumen total del gas ácido a remover.

El nombre de "gas dulce" se aplica al gas natural que no contiene cantidades significativas de H_2S o que ha sido endulzado mediante tratamiento.

Los compuestos más usados para eliminar los gases ácidos son:

- ⊗ Una solución en agua de monoetanolamina (MEA).
- ⊗ Dietanolamina.
- ⊗ Sulfinol.

Los dos primeros remueven gases ácidos por medio de una reacción química, mientras que el sulfinol actúa por reacción química y absorción física. Existen otros procesos de endulzamiento del gas natural, sin embargo, los tres mencionados son los más útiles.

Entre los problemas más comunes que tiene el transporte de gas natural es la presencia de hidratos de hidrocarburos. El gas que se produce de un pozo o bien por separación de aceite, casi siempre contiene cantidades considerables de vapor de agua, el cual puede condensarse y promover la formación de hidratos, los que a su vez, pueden obstruir parcial o totalmente los sistemas de transporte.

Los hidratos son compuestos cristalinos, formados por la combinación química del gas natural y el agua bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, las cuales son considerablemente mayores que el punto de solidificación del agua. Se ha comprobado que el flujo turbulento acelera la formación de hidratos, mientras que un régimen laminar tiende a prevenirla.

Para que se formen hidratos, se requiere la saturación del gas con vapor de agua. En la mayoría de los sistemas de conducción, el agua entra al ducto en forma de vapor y el enfriamiento causado por el flujo provoca la condensación de éste, lo que conduce a las condiciones propicias para la formación de hidratos.

Para prevenir la formación de hidratos en la producción de gas natural, es necesario definir y evitar las condiciones que promueven la formación de hidratos siendo el método más efectivo la deshidratación del gas; este método, aplicado correctamente, permite reducir el contenido de vapor de agua en el gas, a tal grado que, bajo condiciones de presión y temperatura esperadas en cualquier punto de la línea, no se obtenga la condensación del agua y así manejar el gas con la seguridad de que no se tendrán taponamientos por hidratos.

Otros métodos para evitar estos hidratos son.

1. Aplicación de calor;
2. Reducción de presión e
3. Inyección de inhibidores.

Tanto en tuberías troncales como en las líneas de distribución o salida de instalaciones, debe odorizarse el gas natural de acuerdo con los siguientes puntos:

1. La concentración del odorante debe ser tal que permita ser fácilmente detectable en concentraciones de aproximadamente el 20 % del límite inferior de explosividad de dichos gases.
2. De acuerdo con la concentración permitida, el odorante no deberá ser nocivo a las personas o a los materiales con los que está en contacto, ni ser tóxicos sus productos de combustión.
3. El equipo para odorizar debe seleccionarse de tal manera que le permita dosificar continua y correctamente el odorante en las concentraciones que sean necesarias.
4. La dependencia que opere el sistema, deberá realizar muestreos periódicos del gas transportado para asegurar que el odorante se encuentra en la cantidad requerida.

1.3.4 Ductos de transporte

El transporte del gas natural, generalmente se da a partir de los pozos de producción, hasta complejos petroquímicos o bien centros de consumo y finalmente a las terminales de distribución en las ciudades. A medida que se incrementaron evolutivamente tanto la longitud, el diámetro y las presiones de operación de las líneas conductoras de gas a alta presión, paralelamente han aumentado los problemas de ingeniería inherentes a ellas. La solución de la mayoría de tales problemas ha hecho posible la realización de los sistemas de conducción de gas natural de gran longitud y la consecuente utilización en gran escala del mismo. Esto se dio, desde el primer día en que se puso en marcha el primer ducto conductor y la consiguiente, desde entonces se ha dependido del desarrollo de los sistemas de transporte.

Los factores que influyen de manera directa en el flujo de gas por ductos conductores, son variados, aún cuando pueden dividirse de manera general en dos grandes secciones:

1. Los referidos a los ductos y los gases transportados. Aquí se incluyen dimensiones y condiciones de los ductos como son: longitud, diámetro, rugosidad, válvulas, conexiones, etc., así como las propiedades del gas que fluye (densidad, viscosidad) y características del régimen de flujo (laminar, turbulento, tapón o transitorio). Las relaciones entre estos factores son la base para derivar las fórmulas para cálculo de flujo en gasoductos.
2. Los referidos a características de construcción y operación de los ductos. En este caso, los factores que influyen en el flujo de gas a lo largo de las líneas conductoras, lo constituye cualquier material extraño a la conducción, como pueden ser: destilados, herrumbres, polvo, parafinas, asfaltenos, etc. o bien cualquier característica constructiva u operativa que tenga relación con la resistencia al flujo o que resulte en una disminución del diámetro efectivo del ducto. Generalmente, estos factores son particulares de cada sistema de conducción y por esta razón, raramente se consideran en las fórmulas para el cálculo de flujo. Sin embargo, sus efectos han sido estudiados y se han expresado en términos de reducción de la eficiencia del gasoducto para transportar gas.

Cuando se transportan grandes cantidades de gas, se requiere de sistemas de recolección y distribución que permitan una óptima utilización y que satisfaga la demanda de gas dentro de las condiciones de operación permitidas. Para llevar esto a efecto, el diseño, la selección de materiales, la construcción, el armado, las pruebas de operación, el mantenimiento y la inspección de ductos de transporte de gas, están regidas por normas establecidas y aceptadas por las diferentes instituciones,

dependencias y empresas además de personal involucrado en la industria del gas natural.

Uno de los problemas que se presentó en la industria del gas natural dejando involucrado por consecuencia a PEMEX, es el del transporte. En el caso de México, al igual que en otras latitudes, las soluciones adquieren un mayor grado de dificultad debido a la extensión del territorio, ya que la relativa concentración de las zonas productivas y su lejanía de los centros de consumo obliga a desarrollar un transporte que distribuya con eficiencia el gas a mayores distancias. Así, las mayores regiones productivas, se ubican como ya se mencionó, en la zona sureste de la República Mexicana y los centros de consumo, en el centro y norte del país primordialmente.

Abundando sobre esto, en abril de 1998, se encontraba en proceso la licitación para otorgar los permisos que permitieran distribuir gas natural tanto en el Distrito Federal como en el Estado de México. A este respecto, debe notarse que el gas natural se utiliza en México desde fines de los años cincuenta. Actualmente, PEMEX GAS y PETROQUIMICA BASICA y su filial DIGANAMEX, operan una red de gas natural y en la zona metropolitana del Valle de México que tiene más de 1,380 km. A través de esta red, reciben gas natural más de 330 clientes industriales y más de 135 mil clientes residenciales.

Así, el otorgamiento del permiso para distribuir gas natural para uso generalizado en la zona metropolitana del Valle de México supone una extensión de la red que existe actualmente. Entre las principales unidades habitacionales que reciben gas natural por medio de tuberías destacan El Rosario (13 mil usuarios), Tlatelolco (10 mil usuarios), Culhuacán (20 mil usuarios) y Cuautitlán Izcalli (29 mil usuarios).

Una de las principales ventajas del gas natural frente a otros combustibles fósiles (como el gas LP) es la seguridad en su manejo. De hecho, la red de distribución de Tlatelolco fue la primera en operar (a fines de los años cincuenta) y en ocasión de los derrumbes y daños a edificios de la unidad en el sismo de 1985 solo hubo necesidad de suspender el suministro por unos cuantos días, sin ningún accidente de por medio.

En México, existen sistemas de distribución de gas natural desde principios de siglo. En particular, este combustible es utilizado en Ciudad Juárez desde 1908 y en otras ciudades como Nuevo Laredo, Monterrey, Saltillo y Piedras Negras, desde las primeras décadas de este siglo.

El uso doméstico del gas natural es una práctica generalizada en el mundo. Como ejemplo, en Estados Unidos operan cerca de 630 mil km. de ductos que suministran gas natural a más de 56 millones de usuarios. En Argentina, alrededor de 5 millones de familias lo consumen por conducto de 40 mil km. de gasoductos.

Con relación a las posibilidades de algún accidente por combustión en este tipo de ductos, para que esto ocurriera se requeriría considerable acumulación del combustible en un recinto cerrado y una fuente de ignición. Ahora bien, el lunes 4 de Mayo de 1992, las Secretarías de Gobernación y Desarrollo Urbano y Ecología, con fundamento en lo dispuesto por los artículos 5º, fracción X y 146 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al ambiente; 27, fracción XXXII y 37, fracciones XVI y XVII de la ley orgánica de la administración pública federal, expidieron el segundo listado de actividades altamente riesgosas.

Se hace una cita de lo referente a los componentes de gas natural dentro de este acuerdo:

ACUERDO²

ARTICULO 1º. Se expide el segundo listado de actividades altamente riesgosas que corresponde a aquellas en que se manejen sustancias inflamables y explosivas.

ARTICULO 2º. Se considerará como sustancia peligrosas en cantidades iguales o superiores a cantidades de reporte.

ARTICULO 3º. Para los efectos de este acuerdo se considerarán las definiciones contenidas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y las siguientes:

CANTIDAD DE REPORTE: Cantidad mínima de sustancia peligrosa en producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso o disposición final, o la suma de estas, existentes en una instalación o medios de transporte dados, que al ser liberada por causas naturales o derivadas de la actividad humana, ocasionaría una afectación significativa al ambiente, a la población o a sus bienes.

MANEJO: Alguna o el conjunto de las actividades siguientes: producción procesamiento, transporte, almacenamiento, uso, o disposición final de sustancias peligrosas.

SUSTANCIA PELIGROSA: Aquella que por sus altos índices de inflamabilidad, explosividad, toxicidad, reactividad, radiactividad, corrosividad o acción biológica puede ocasionar una afectación significativa al ambiente, a la población o a sus bienes.

SUSTANCIA INFLAMABLE: Aquella que es capaz de formar una mezcla con el aire en concentraciones tales para prenderse espontáneamente o por la acción de una chispa.

SUSTANCIA EXPLOSIVA: Aquella que en forma espontánea o por acción de alguna forma de energía, genera un gran cantidad de calor y energía de presión en forma casi instantánea.

ARTICULO 4º. Las actividades asociadas con el manejo de sustancias inflamables y explosivas que deben considerarse altamente riesgosas son la producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso y disposición final de las sustancias que a continuación se indican, cuando se manejen cantidades iguales o superiores a la cantidad de reporte siguiente:

- I. Cantidad de reporte: a partir de 500 Kg.

- a) En el caso de las sustancias en estado gaseoso:
BUTANO (N. ISO)
ETANO
METANO
PROPANO

La CRE (Comisión Reguladora de Energía), preocupada por garantizar la mayor seguridad a la ciudadanía, exige a las empresas que distribuyen gas natural que cumplan con los métodos y procedimientos más modernos de seguridad que se utilizan en el mundo, en el diseño y la construcción de cualquier extensión, ampliación o modificación de sus sistemas.

1.4 INSPECCIÓN EN DUCTOS DE TRANSPORTE

Para el transporte de hidrocarburos gaseosos, es necesario someter al ducto que tendrá tal fin, a pruebas para checar su hermeticidad y resistencia, antes de entrar en operación, no importa que el ducto sea nuevo, reparado o re-localizado. Dichas pruebas deben incluir a todo el sistema, esto es: tubos, válvulas, conexiones y demás accesorios que, por consiguiente, serán sometidos a las mismas conexiones.

Cuando se utiliza agua para estas pruebas, es necesario que sea agua dulce, de pH neutro así como libre de sólidos en suspensión, que no pasen por una malla de 100 hilos por pulgada.

Por otro lado, la presión de prueba deberá ser aquella que produzca un esfuerzo tangencial igual al 90% de la resistencia mínima especificada a la cedencia.

Dichas pruebas a la tubería deben realizarse en dos fases: la primera utilizando agua hasta alcanzar la presión de prueba establecida y cuando ésta sea satisfactoria, se realizará una segunda prueba con aire, con el fin de verificar la impermeabilidad de la tubería a una presión no mayor de 7.03 Kg/cm² (100 lb/plg²) y se aceptará como satisfactoria si los cambios de presión son únicamente los atribuibles a la estabilización de la misma presión o a cambios por temperatura.

Posteriormente, la eliminación del fluido de prueba, debe realizarse de manera que no ocasiona daños al ambiente.

Así, el procedimiento a seguir para realizar estas pruebas, es el siguiente:

- A. Después de la construcción e inspección de un ducto, se correrán como mínimo tres escudos o tacos de cepillos y copas (los más comúnmente llamados diablos), con el fin de limpiar y desincrustar rebabas de construcción en el interior de la línea.

- B. El fluido desplazante se dejará circular después de recuperar los diablos, hasta que salga limpio.
- C. Una vez terminada la limpieza, se deberá de realizar la prueba hidrostática hasta alcanzar los valores mencionados en la descripción de la misma.
- D. Después de realizado lo anterior, se efectuará la prueba con aire.
- E. La longitud máxima para la prueba de una tubería, será la que exista entre sus válvulas de seccionamiento, la diferencia de pruebas de presión hidrostática entre los puntos de mayor y menor elevación del desarrollo, no debe exceder del 10 % de la presión de prueba. Cuando un tramo de prueba está constituido por diferentes elementos, los de mayor espesor deben probarse por separado y el conjunto debe probarse a la presión máxima del elemento de menor resistencia.
- F. Ya que se han localizado todas las fugas y fallas que ocurren, deben eliminarse y repetir el procedimiento de prueba.
- G. Después de alcanzar la presión de la prueba, debe procederse a:
- Registrar durante una hora las variaciones de la presión.
 - Abatir la presión del sistema cuando menos al 50 %.
 - Incrementar la presión hasta su valor de prueba, manteniéndose por lo menos durante 24 horas.
- H. Cuando la prueba hidrostática haya sido satisfactoria, se procederá a presionar el sistema mediante aire a una presión no mayor de 7.03 kg/cm² (100 lb/plg²), la cual se mantendrá durante el tiempo necesario para comprobar que el sistema es hermético.
- I. La prueba del sistema se considerará satisfactoria cuando las variaciones de la presión tanto en la prueba hidrostática como neumática, sean atribuibles a cambios de la temperatura ambiente.

CAPITULO 2.



CLASIFICACION, DISEÑO, OPERACION E INSPECCION DE DUCTOS

2.1 CLASIFICACIÓN DE DUCTOS

Ya en el capítulo 1 se hizo una clasificación por nomenclatura, según el fluido que vaya a transportarse a través de un ducto. En principio, la diferencia real entre ducto y tubería es que el primero, comienza al terminar los límites de batería y la segunda está dentro de éstos.

Existe otra clasificación para ductos, basada en las normas del código ANSI B31 para la construcción de tuberías a presión, totalmente aplicables a ductos.

Tabla 2.1: Estado del Código ANSI B31 para tuberías a presión *.

Designación y número de norma	Alcance y aplicación	Observaciones
Tubería de potencia B31.1.0	Para todas las tuberías en centrales generadoras de vapor	Ultimo número: 1980.
Tuberías para plantas químicas y refinerías petroleras B31.3	Para todas las tuberías dentro de los límites de las instalaciones dedicadas al procesamiento y manejo de productos petroquímicos y conexos, salvo aquellos prescritos por el Código.	Ultimo número: 1980.
Tuberías de transporte de aceites B31.4	Para productos líquidos, crudos o refinados en líneas de tuberías por todo el terreno.	Ultimo número: 1979.
Tuberías de refrigeración B31.5	Para tuberías de refrigeración en unidades embaladas y edificios comerciales o públicos	Ultimo número: 1974
Tuberías para energía nuclear B31.7	Para fluidos cuyas pérdidas en el sistema podrían causar riesgos de radiaciones para el personal de la planta o el público en general.	Véase la sección 3 del código ASME para calderas y recipientes a presión
Sistemas de distribución y transporte de gases B31.8	Para gases en tuberías por todo terreno, así como también para líneas de distribución de las ciudades (Ductos de transporte).	Ultimo número: 1975

*Edición de diciembre de 1980.

2.2 CÓDIGOS Y NORMAS

Como ya se sabe, las tuberías y los ductos son nombrados de diferente forma debido a los códigos por los que son regidos. Mientras las primeras se rigen por el código ANSI, los segundos por API. El *American National Standards Institute*, ANSI, y el *American Petroleum Institute*, API, han establecido normas dimensionales para los componentes de tuberías más utilizados. En las secciones del código ANSI B31 es posible encontrar especificaciones sobre materiales de tuberías y accesorios y métodos de prueba de la *American Society for Testing Materials*, ASTM, especificaciones de la *American Welding Society*, AWS, y normas de la *Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fitting Industry*, MSS. Muchas de estas normas contienen relaciones de presión-temperatura que sirven como

ayuda a los ingenieros en su trabajo de diseño. No obstante, debe considerarse que, aunque las fórmulas de cálculo del código reconocen la necesidad de una tolerancia que tenga en cuenta los efectos de corrosión, las tablas para normalización de válvulas, bridas, accesorios, etc., no incorporan la tolerancia correspondiente. El *Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping Code* (ANSI B31.3) es una sección del código ANSI B31, derivado de la fusión de los códigos de tuberías para plantas químicas (B31.3). Algunos de los aspectos más importantes de ANSI B31.3, se resumen a continuación y se enfocan principalmente a construcciones soldadas y sin costura.

La introducción del código establece requisitos de ingeniería considerados como necesarios para el diseño seguro y la construcción del sistema de tuberías. Aunque la seguridad es la consideración básica del código, no es el factor que predomina en la especificación final de ningún sistema de tuberías a presión. Los diseñadores deben tener en cuenta que el código no es un manual de diseño.

El código prescribe los requisitos mínimos de los materiales, diseño, fabricación, ensamble, soportes, instalación, examen, inspección y prueba de los sistemas de tuberías sujetas a presión o vacío.

2.3 DISEÑO

2.3.1 Materiales más comunes para la construcción de ductos.

Al elegir el material adecuado para la construcción de una tubería, es necesario considerar algunos factores, estos son:

1. Posible exposición al fuego con respecto a la pérdida de elasticidad, temperatura de degradación, punto de fusión o combustibilidad de la tubería o material de soporte;
2. Capacidad del aislamiento térmico para proteger la tubería del fuego;
3. Sensibilidad de la tubería a fallas quebradizas que pueden ocasionar una peligrosa fragmentación o falla al choque térmico cuando se expone al fuego;
4. Sensibilidad de los materiales de la tubería al agrietamiento por corrosión en áreas donde existe estancamiento (juntas roscadas) o efectos electrolíticos nocivos cuando el metal es puesto en contacto con otro metal diferente;
5. La conveniencia de usar empaques, sellos, rellenos y lubricantes que sean compatibles con el fluido que manejan;
6. El efecto refrigerante de pérdidas repentinas de presión en fluidos volátiles al determinar la temperatura mínima de empleo esperada.

Dentro de las precauciones sobre materiales específicos, se tiene la siguiente clasificación:

Metales. Las características que deben evaluarse cuando se utilicen materiales metálicos para la tubería son:

1. *Hierro colado, maleable y al alto silicio (14.5%).*

Su baja ductilidad y su sensibilidad a los choques térmico y mecánico.

2. *Acero al carbón y aceros de bajas e intermedias aleaciones*

a) La posibilidad de resquebrajamiento cuando se manejen fluidos alcalinos o cáusticos.

b) La posible degradación de carburos a grafito cuando se tenga una prolongada exposición a temperaturas superiores a 427 °C (800 °F). Esto se debe considerar para aleaciones de acero al carbono, acero-níquel, acero al carbon-manganeso, acero al manganeso-vanadio y acero al cromo-vanadio.

c) La posible conversión de carburos a grafito cuando se tenga una prolongada exposición a temperaturas superiores a 468 °C (875 °F) la aleación acero al carbón-molibdeno, acero al manganeso-molibdeno-vanadio y acero al cromo-vanadio.

d) Las ventajas de utilizar acero al silicio-carbono (0.1% de silicio como mínimo) para temperaturas superiores a 480°C (900°F).

e) La posibilidad de ataque por hidrógeno cuando la tubería es expuesta a este elemento o a soluciones acuosas ácidas en ciertas condiciones de presión y temperatura.

f) La posibilidad de que la tubería se deteriore cuando se exponga a sulfuro de hidrógeno.

3. *Acero de altas aleaciones (inoxidable).*

a) La posibilidad de que la corrosión llegue a tener propiedades importantes cuando la tubería de aceros inoxidables austeníticos se exponga a medios como cloruros y haluros, ya sea externa o internamente. Lo anterior puede ser como resultado de una selección o aplicación inadecuada del aislamiento térmico de una selección o aplicación inadecuada del aislamiento térmico.

b) La sensibilidad a la corrosión intergranular del acero inoxidable austenítico después de estar expuesto a temperaturas entre 427 y 871 °C

(800 y 1600 °F), a menos que se establezca o se utilice acero al carbón de bajo grado.

- c) La posibilidad de un ataque intercrystalino del acero inoxidable austenítico, por contacto con cinc o plomo a temperaturas por encima de sus puntos de fusión, o con muchos compuestos de zinc y plomo a temperaturas elevadas similares.
- d) La fragilidad del acero inoxidable ferrítico a temperatura ambiente, posterior al uso por encima de 370°C (700°F).

4. Níquel y aleaciones a base de níquel

- a) La sensibilidad al ataque superficial del níquel y aleaciones a base de níquel que no contengan cromo, cuando se expongan a pequeñas cantidades de azufre a temperaturas superiores a 315°C (600°F).
- b) La sensibilidad al ataque superficial de las aleaciones a base de níquel, que contengan cromo, a temperaturas superiores a 595°C (1100°F) en condiciones reductoras y por encima de 760°C (1400°F) en condiciones oxidantes.
- c) La posibilidad de un ataque por corrosión en forma de grietas a aleaciones de níquel-cobre (70 Ni-30 Cu) en vapores de ácido fluorhídrico, si la aleación es sometida a un gran esfuerzo o contiene residuos de soldadura o del molde.

5. Aluminio y aleaciones de aluminio

- a) La compatibilidad de los componentes roscados con aluminio para prevenir la ligadura o atenuamiento en las uniones.
- b) La posibilidad de corrosión a causa del concreto, mortero, cal, yeso y otros materiales alcalinos empleados en la construcción u otras estructuras.
- c) La posibilidad de que las aleaciones 5154, 5087, 5083 y 5456 sufran exfoliación o ataque intergranular, y que la temperatura superior sea de 65°C (150°F) a fin de evitar tal deterioro.

6. Cobre y aleaciones de cobre

- a) La posibilidad de que las aleaciones de bronce se degraden en el contenido de zinc.

- b) La sensibilidad a la corrosión por las aleaciones a base de cobre.
- c) La posibilidad de formación de acetiluros inestables cuando se exponen a acetileno.

2.3.2 Sistemas de Acero al carbón y acero inoxidable

Los sistemas de ductos y tuberías metálicos (ferrosos) más comúnmente utilizados, son aquellos de acero al carbón y de acero inoxidable, teniendo una mayor cobertura en las normas tanto nacionales como internacionales.

Los tubos y tuberías pueden dividirse en dos grandes clases, soldados y sin costura. Las tuberías sin costura, como designación comercial, son las realizadas mediante el forjado de un sólido redondo, su perforación mediante la rotación simultánea y el paso obligado sobre una punta perforada y su reducción mediante el laminado y el estiramiento. Puede citarse también, que se producen tubos y tuberías sin costura mediante la extrusión, el colado en moldes estáticos o centrifugos, la forja y la perforación. La tubería sin costura es igual de resistente en kilopascales (lbf/plg²) a lo largo de toda la pared; tienen con frecuencia la superficie interna excéntrica con relación a la externa, lo que da como resultado un espesor no uniforme de las paredes.

Las tuberías soldadas, se hacen con bandas laminadas conformadas en cilindros y soldadas en las costuras por varios métodos. Se atribuye a las soldaduras del 60 al 100% de la resistencia de las paredes de la tubería dependiendo de los procedimientos de soldadura e inspección. Se pueden obtener diámetros mayores y razones más bajas de espesores de las paredes con respecto al diámetro en las tuberías soldadas que en las tuberías sin costura (aparte de las coladas). Se obtiene un espesor uniforme de las paredes. Las pruebas hidrostáticas no revelan tramos muy cortos de soldaduras completadas en forma parcial. Esto presenta la posibilidad de que se puedan desarrollar prematuramente fugas pequeñas cuando se manejen fluidos corrosivos o se exponga la tubería a corrosión externa. Es preciso tomar en cuenta la soldadura en los procedimientos de desarrollo para el acodamiento, el abocinado y la expansión de tubería soldada. Así, las combinaciones de espesor, tamaño adicional y espesor de pared se encuentran disponibles para la manufactura de tubos. Las clasificaciones más comunes de tubos son "a presión" y "mecánica". El espesor de pared medido se especifica por "la pared media" o "pared mínima". La pared mínima es más costosa que la pared media y, a consecuencia de las tolerancias más estrechas para espesor de pared y diámetro, la medición para ambos sistemas hace que la tubería a presión sea más costosa.

- a) JUNTAS

Sin excepción, las tuberías o ductos deberán unirse a otros componentes o bien a otros ductos. El diseño óptimo requiere de un trabajo mínimo y prevé la misma resistencia que posee la tubería para 1) presión interna en lo que se refiere a las fracturas y fugas, 2) momentos de torsión que se producen al tender tramos largos de tuberías entre los soportes o debido a la dilatación térmica en las tuberías con acodamientos dobles. 3) Deformación axial por la presión interna que actúa sobre cambios de dirección, llaves ciegas y válvulas cerradas o por la contracción de térmica en los tramos rectos, 4) fractura o fugas en el caso de que se produzca algún incendio.

Sin embargo, las juntas en tuberías enterradas en el suelo, donde está fija la posición de cada tramo y cada componente, solo necesitan proporcionar la misma resistencia que la tubería a la presión interna: en el caso de que haya asentamientos de tierra, se deberá exigir que las juntas cedan ante los momentos resultantes de torsión sin fugas. Así mismo, en las tuberías sujetas a la dilatación y la contracción térmica, se puede requerir que algunas juntas cedan ante los momentos de torsión resultantes y las deformaciones axiales sin fugas.

Las juntas de tuberías ideales están libres de cambios en cualquier dimensión o pasaje del flujo o la dirección que incremente la caída de presión o impida el drenaje completo. Estará libre de hendiduras en la que se pueda acelerar la corrosión. Requerirá un trabajo mínimo para su desmontaje. Al efectuar la selección deberá ser preciso tomar en cuenta la frecuencia con la que se tendrá que desmontar la junta. En términos generales, las juntas fáciles de desmontar son deficientes en uno o más de los otros requisitos de las juntas ideales. Así, la mayor parte de las juntas incluyen modificaciones de los componentes que se unen; por lo común, se pueden adquirir las que tengan las modificaciones deseadas.



Figura 2.1. Soldadura por ensamble.

a.1) Juntas Soldadas.- La junta más usada en los sistemas de ductos y tuberías es la soldadura por ensamble (ver figura 2.1). En todos los metales dúctiles de tuberías que se pueden soldar hay codos, tes, tuberías, ramas laterales, reductores, taponés, válvulas, bridas y juntas de abrazaderas en V en todos los tamaños y todos los espesores de paredes, con extremos preparados para la soldadura por ensamble. La resistencia de la junta, igual a la tubería original (con excepción de las tuberías endurecidas para el trabajo que se templen mediante la soldadura), el patrón de flujo sin distorsiones y la resistencia generalmente integra a

la corrosión, compensan ampliamente la necesaria alineación cuidadosa del trabajo competente y los equipos que se requieren.

Las tuberías de extremo liso, que se utilizan para juntas de casquillo soldado existen en todos los tamaños; pero los accesorios y las válvulas con casquillo soldado se limitan a los tamaños de 3 plg y menores.

a.2) Soldaduras de bifurcaciones.- Estas soldaduras eliminan la necesidad de adquirir tes y no requieren más metal de soldadura que estas últimas. Donde la bifurcación se acerque al tamaño del tramo principal, se necesita una preparación cuidadosa del extremo de la tubería ramificada y la del tramo principal se debilita debido a la soldadura. Se pueden obtener comercialmente accesorios y atenuadores reforzados. El empleo de accesorios facilita la inspección visual de la bifurcación soldada (figura 2.2).

a.3) Juntas bridadas.- Para tamaños mayores a 2 plg, cuando se espera tener que desmontar las tuberías, la junta bridada (figura 2.3) es la que más se emplea. Dentro de la gran variedad de tipos y caras disponibles de bridas de acero y de aleación.

Quienes fabrican tuberías las ofrecen también con extremos bridados en solo unos cuantos metales. De otro modo las bridas se fijan a la tubería mediante los diversos tipos de juntas:

1. Atornillada
2. Deslizante soldada
3. De casquillo soldado
4. Junta superpuesta
5. Cuello soldado
6. Ciega

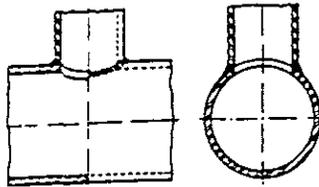
a.4) Juntas de cuello empacado.- Estas no requieren de una preparación especial del extremo de la tubería, pero exigen un control cuidadoso del diámetro. Por lo cual, deberá informarse al abastecedor de la tubería cuando se vayan a utilizar juntas de cuello empacado. (figura 2.4).

Tabla 2. Propiedades de las tuberías de acero (continuación)

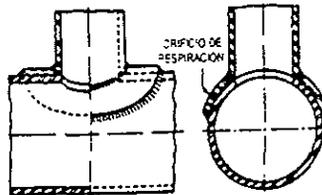
Tamaño nominal de la tubería	Diámetro exterior, in.	No. de cables (ver. de la tubería)	Área de cable transversal		Área de cable longitudinal		Esfuerzo	Esfuerzo de fluencia	Esfuerzo de ruptura	Caja, lb a una velocidad de 1 ft/s	Ultima carga de ensayo, lb	Peso de tubo de ensayo, lb/ft
			in ²	cm ²	in ²	cm ²						
4	4.500	35	1.00	3.184	1.04	3.304	36.0	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S1, 40S	1.20	3.780	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S2, 40S	1.20	3.780	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S3, 80S	1.318	4.204	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S4, 80S	1.463	4.544	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S5, 40S	1.20	3.780	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S6, 80S	1.318	4.204	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S7, 40S	1.20	3.780	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S8, 80S	1.318	4.204	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S9, 80S	1.463	4.544	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
5	5.500	35	1.00	3.184	1.04	3.304	36.0	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S1, 40S	1.20	3.780	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S2, 40S	1.20	3.780	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S3, 80S	1.318	4.204	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S4, 80S	1.463	4.544	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S5, 40S	1.20	3.780	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S6, 80S	1.318	4.204	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S7, 40S	1.20	3.780	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S8, 80S	1.318	4.204	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S9, 80S	1.463	4.544	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
6	6.500	35	1.00	3.184	1.04	3.304	36.0	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S1, 40S	1.20	3.780	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S2, 40S	1.20	3.780	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S3, 80S	1.318	4.204	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S4, 80S	1.463	4.544	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S5, 40S	1.20	3.780	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S6, 80S	1.318	4.204	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S7, 40S	1.20	3.780	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S8, 80S	1.318	4.204	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S9, 80S	1.463	4.544	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
8	8.500	35	1.00	3.184	1.04	3.304	36.0	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S1, 40S	1.20	3.780	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S2, 40S	1.20	3.780	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S3, 80S	1.318	4.204	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S4, 80S	1.463	4.544	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S5, 40S	1.20	3.780	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S6, 80S	1.318	4.204	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S7, 40S	1.20	3.780	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S8, 80S	1.318	4.204	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S9, 80S	1.463	4.544	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
10	10.750	35	1.00	3.184	1.04	3.304	36.0	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S1, 40S	1.20	3.780	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S2, 40S	1.20	3.780	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S3, 80S	1.318	4.204	1.04	3.304	38.6	17,600	3,416	20.0	17,600	3.416
		40S4, 80S	1.463	4.544	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S5, 40S	1.20	3.780	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S6, 80S	1.318	4.204	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S7, 40S	1.20	3.780	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S8, 80S	1.318	4.204	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256
		40S9, 80S	1.463	4.544	1.176	3.744	46.0	21,800	4,256	22.50	21,800	4.256



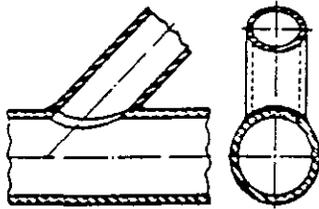
Soldadura de casquillo



(a)



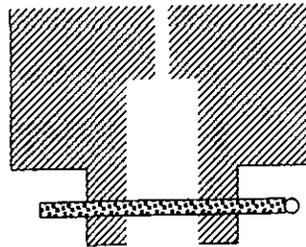
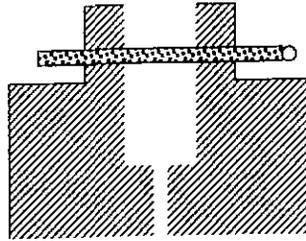
(b)



(c)

Figura 2.2 Soldaduras de ramificación. (a) Sin refuerzo adicional, (B) Con refuerzo adicional, (c) Ramificación angular.

Figura 2.3. Junta bridada.



a.5) Juntas coladas.- No requieren de ninguna preparación especial de los extremos de la tubería ni el control del diámetro. Se emplean para los materiales frágiles. (figura 2.5).

a.6) Juntas comprimidas.- Estas requieren el control del diámetro del extremo de la tubería. Se usan para materiales frágiles. Las tuberías, los accesorios y las válvulas se equipan con las campanas vaciadas en uno o más extremos. (figura 2.6).

a.7) Juntas expandidas.- Estas se limitan a los tamaños menores de tuberías de metales dúctiles. Se requiere un acabado liso en la parte exterior de la tubería y sobre las caras de los bordes al interior de la perforación. Las tuberías y las perforaciones deben tener el mismo coeficiente de expansión térmica. (figura 2.7).

a.8) Las juntas de ajuste ensanchado en forma de campana o abocinado (véase en la figura 2.8), se emplean para tubos dúctiles en los casos en que la relación de espesor de las paredes respecto al diámetro es suficientemente pequeña como para permitir el ensanchamiento o abocinamiento sin que se rompa la superficie interna.

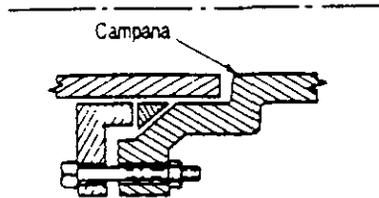
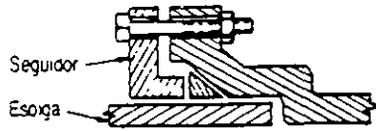


Figura 2.4 Junta de casquillo empacado.

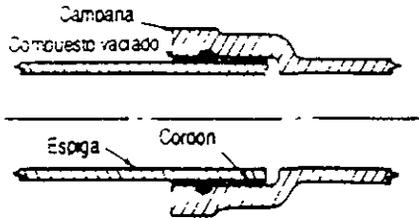


Figura 2.5 Junta vaciada.

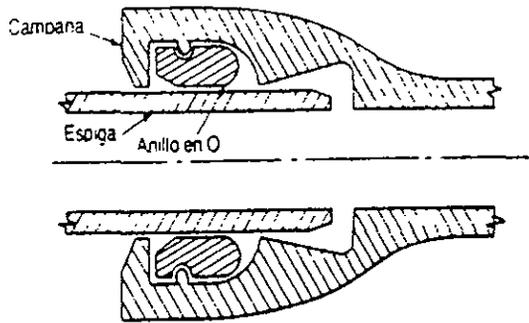


Figura 2.6 Junta embutida o comprimida.

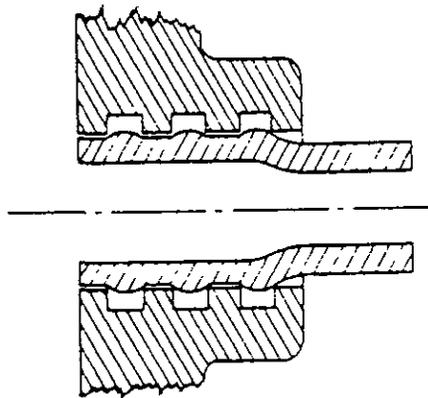


Figura 2.7 Junta Expandida.

a.9) Juntas de ajuste de compresión. (Ver figura 2.9) se usan para tubos dúctiles con paredes delgadas. El exterior de los tubos tiene que estar limpio y liso. El montaje consiste solo en la inserción del tubo y la opresión de la tuerca.

a.10) Juntas de ajuste de mordiente.- Se utilizan cuando los tubos tienen una relación demasiado alta de espesor de pared respecto al diámetro para permitir el abocinado, cuando se carece de suficiente ductilidad para esa operación y para reducir los costos de mano de obra de montaje. (figura 2.10).

a.11) Juntas de sello tipo anillo en O, las cuales se utilizan para aplicaciones que requieren tubería de pared gruesa. La parte exterior de la tubería debe estar lisa y limpia. La junta se puede ensamblar una y otra vez y, mientras la tubería no sea dañada, será posible corregir las fugas sustituyendo el anillo en O y el limpiador antiextrusión. Esta junta, se utiliza mucho en sistemas hidráulicos llenos de aceite.

b) EMPAQUES

Los empaques tienen que resistir la corrosión de los fluidos que se manejan. Las caras de macho y hembra o lengüeta y ranura más costosas pueden ser necesarias para asentar adecuadamente los empaques duros. Con esas caras, el empaque no puede salirse.

En general, para las bridas ANSI de 300 lb y de clasificaciones más bajas, se utilizan empaques de láminas de asbesto comprimidas [400°C (750°F, máximo)]. El tipo de asbesto y material devanado en espiral se emplea en presiones más altas y servicios a temperaturas más elevadas [de 593°C (1100°F, máximo)] incluyendo servicios que tienen fluidos cíclicos con dificultades de retención. El desarrollo de sustitutos de asbesto para empaques están siendo desarrollados en virtud de lo peligroso que es para la salud los empaques de asbesto.

c) CODOS Y ACCESORIOS

c.1) Curvas.- Los cambios de dirección de los ductos y tuberías requieren curvas y codos. Las curvas se pueden hacer en frío o en caliente. La pared exterior se adelgaza en una cantidad que varía con el procedimiento utilizado. Se requiere un templado subsiguiente en algunos materiales. Para evitar las arrugas y el aplastamiento excesivo, es necesario el relleno con arena para el doblado en caliente y el empaque en madera o mandriles flexibles para el doblado en frío, dependiendo de las relaciones del diámetro exterior de la tubería respecto al radio de la línea central de la curva y al espesor de la pared de la tubería.

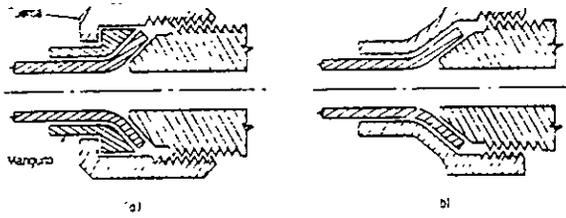


Figura 2.8 Junta de ajuste enganchado: (a) De tres piezas. (b) de dos piezas.

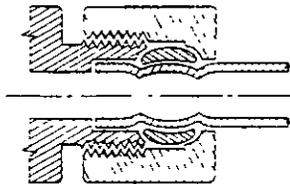


Figura 2.9 Junta de ajuste por compresión.

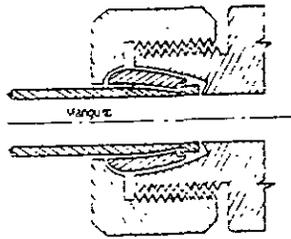


Figura 2.10 Junta de ajuste de mordiente.

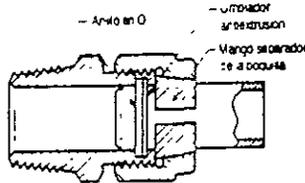


Figura 2.11 Junta de sello de anillo en O.

c.2) Codos.- Los codos se pueden formar mediante vaciado, forja o conformación en caliente o en frío mediante trozos cortados de tubería o al soldar piezas de tuberías cortadas a inglete.

El flujo en las curvas y codos es más turbulento que en las tuberías rectas, por lo que aumentan la corrosión y la erosión. Esto se puede contrarrestar al escoger un componente con mayor radio de curvatura, pared más gruesa o un contorno interior más liso; pero raramente resulta económico en los codos a inglete.

En comparación con los codos, las curvas con un radio de eje correspondiente a 3 o 5 veces el diámetro nominal de la tubería, ahorran el costo de juntas y reducen las caídas de presión. Esas curvas no son apropiadas para la instalación en un banco de tuberías de tamaños desiguales, donde las curvas se encuentren en el mismo plano que el banco.

c.3) Accesorios.- Los accesorios bridados se emplean cuando la tubería debe ser desmantelada frecuentemente para su limpieza y revisión a fondo, para sistemas de tuberías con aislamiento o para inserción temporal de huecos como sustitutos para válvulas. También se utilizan en áreas donde no se permite la soldadura. Los accesorios colados suelen ser bridados. En la tabla 2.4, se proporcionan las dimensiones de accesorios bridados.

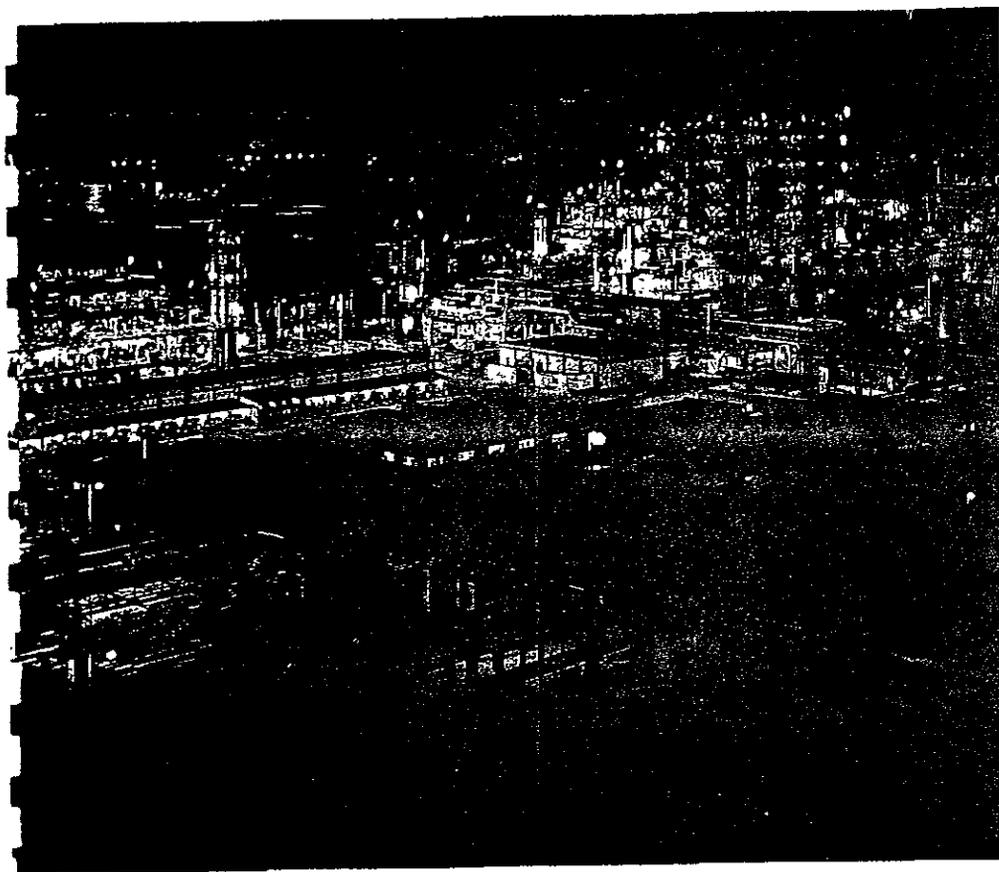


Figura 2.12. Para el buen funcionamiento de una refinería o planta petroquímica, son importantes tanto el diseño, operación y mantenimiento de las tuberías, accesorios y ductos de transporte.

El código ANSI B16.3-1977 proporciona las dimensiones de accesorios roscados de hierro maleable de 150 lb hasta 6 in de tamaño para vapor saturado de 0.86 MPa (125 lbf/in²), 1.2 MPa (150 lbf/in²) y 2.1 MPa (300 lbf/in²) a la temperatura ambiente; y para accesorios roscados de hierro maleable hasta un tamaño de 3 in. para vapor de 2.1 MPa (300 lbf/in²) a 290°C (550°F) o 7.0 (1000 lbf/in²) a la temperatura ambiente.

Así mismo, el código ANSI B16.4-1977 indica las dimensiones de accesorios roscados de hierro colado de 125 lb, en tamaños de hasta 12 plg, para vapor saturado de 0.86 MPa (125 lbf/ plg²) y 1.2 MPa (175 lbf/ plg²) a 66°C (150°F); y para accesorios roscados de hierro colado de 250 lb en tamaños hasta 12 plg para manejo de vapor saturado de 1.72 MPa (250 lbf/ plg²) y 2.76 MPa (400 lbf/ plg²) a 66°C (150°F). Los accesorios de 125 lb se hacen en codos de 45° y 90°, codos reductores, tes normales y reductoras y crucetas.

c.4) Tes.- Las tes se pueden vaciar, forjar o formar en frío o en caliente a partir de tramos cortos de tubería. Aunque es imposible tener simultáneamente el mismo flujo a través de las tres conexiones extremas, no es económico producir o almacenar la gran variedad de tes que requieren los tamaños exactos de las condiciones extremas (de corrida) del mismo tamaño y la conexión bifurcada ya sea del mismo tamaño que las conexiones extremas o de uno, dos o tres tamaños menores.

c.5) Reductores.- Los reductores se pueden vaciar, forjar o formar en frío o en caliente a partir de tramos cortos de tubería. Las conexiones de los extremos, pueden ser excéntricas o concéntricas, o sea, tangentes al mismo plano en un punto sobre su circunferencia.

D) VÁLVULAS

La función de cualquier válvula es controlar el flujo, la dirección y presión de líquidos, gases o materiales lodosos tales como arena o lodos, a través de un sistema de tuberías, vertederos, ductos o cualquier otra forma de transporte de fluidos.

A partir de que las válvulas absorben energía a partir del proceso y de los materiales que se transportan, la válvula debe ser adecuada para el trabajo desempeñado, no solo para equilibrar el contenido del fluido bajo condiciones estáticas, tales como presión, temperatura y corrosividad; pero también bajo condiciones dinámicas como velocidad, carga de presión y erosión.

2.3.3 Seguridad y clasificación para el servicio que prestarán los ductos

Se comenzará hablando de la seguridad. Esta, puede definirse como la estipulación de medidas de protección que se requieren para asegurar una operación

sin riesgos en un sistema propuesto de ductos. Entre las condiciones generales que deberán considerarse están las siguientes:

1. Las características peligrosas del fluido a manejar;
2. La cantidad de fluido que escapará a consecuencia de una falla en la tubería;
3. El efecto de una falla en la seguridad de toda la planta;
4. Evaluación de los efectos de una reacción con el medio ambiente (por ejemplo, la posibilidad de una fuente de ignición cercana);
5. El probable grado de exposición del personal de operación o de mantenimiento y,
6. La seguridad de la tubería, según los materiales de construcción, métodos de unión y el servicio que recibirá la tubería.

La evaluación de los requisitos de seguridad puede incluir protección técnica contra posibles fallas, como aislamiento térmico, armadura, vallas y disminución de la protección contra vibraciones graves o condiciones de operación cíclicas. La protección del personal y accesorios, como válvulas, juntas bridadas y mirillas de vidrio no deberá pasarse por alto. La necesidad de medios de apagado o control de flujo cuando ocurra una falla, como válvulas de bloqueo o exceso de flujo, también deberá considerarse.

En otro aspecto, se tiene la clasificación del servicio de los fluidos. Se tienen dos grandes categorías de servicios de fluidos para someterlos a una consideración especial:

- Servicio de fluido de categoría D.- definido como un servicio que se aplica a las siguientes condiciones: (1) el fluido a manejar no es ni inflamable ni tóxico; (2) la presión manométrica de diseño no es mayor de 1 MPA (150 psi) y (3) la temperatura de diseño se encuentra entre -29°C (-20°F) y 182°C (-360°F).
- Servicio de fluido de categoría M.- definido como un servicio en el que la sencilla exposición a una pequeña cantidad de fluido tóxico, causado por una fuga, puede producir un daño irreversible en las personas al respirar o tener contacto directo, aún cuando se tomen medidas de auxilio inmediatas.

El código asigna al propietario la responsabilidad de identificar todos los servicios del fluido que se encuentren dentro de las categorías D y M.

2.3.4 Condiciones de diseño

Son la definición de las condiciones a las que se sujetará el diseño de un ducto.

1. Presión de diseño.- En un sistema de tuberías, no va a ser menor que la presión en las condiciones conjuntas más severas de presión y temperatura para el espesor mayor o relación temperatura requerida.

II. Temperatura de diseño.- Esta temperatura es la del material representativa para las condiciones conjuntas más severas de presión y temperatura. Cuando se trate de una tubería metálica no aislada con fluido a una temperatura inferior a 38°C (100°F), la temperatura del metal será considerada como la temperatura del fluido.

Cuando un fluido se encuentre a una temperatura igual o superior a 38°C (100°F) y la tubería no tenga aislamiento externo, la temperatura del metal será tomada como un porcentaje de la temperatura del fluido, a menos que se determine una temperatura más baja por experimentación o cálculo. Para tubería, válvulas roscadas y con extremos soldados, accesorios y otros componentes con un espesor de pared comparable al de esa tubería, el porcentaje será de 95%; para bridas y válvulas y accesorios bridados, será de 90%; Para bridas con juntas de solapa será de 85%; para pernos, de 80%.

III. Influencias ambientales.- Cuando el enfriamiento provoque vacío en la línea el diseño debe estipular algún rompedor de vacío o presión externa; también debe considerarse la expansión térmica de objetos atrapados entre las válvulas cerradas o entre ellas. La tubería no metálica, recubierta o no, puede requerir protección cuando la temperatura ambiente exceda a la de diseño. Así mismo se deberán satisfacer los siguientes criterios:

- ⊗ El sistema no debe tener componentes de hierro colado u otro metal no dúctil expuestos a presión.
- ⊗ Los esfuerzos nominales de presión no deben exceder el esfuerzo elástico a la temperatura especificada.
- ⊗ Los esfuerzos longitudinales combinados S_L no deben exceder los límites establecidos en el código (véase la presión de diseño de los componentes de la tubería, para establecer los límites establecidos en el código (véase la presión de diseño de los componentes de la tubería, para establecer los límites de S_L).
- ⊗ El número de ciclos (variaciones) no debe exceder el valor 7000 durante la vida del sistema de tubería.
- ⊗ Las variaciones ocasionales por encima de lo establecido en las condiciones de diseño deben estar dentro de uno de los límites siguientes para el diseño de la presión.
 - a) Cuando la variación no persista un tiempo superior a 10 h y superior a 100 h por año, se podrá exceder la relación de presión o el esfuerzo permisible para la presión de diseño a la temperatura de la condición incrementada en un valor no mayor a 33%.
 - b) Cuando la variación no persista más de 50 h en cada ocasión y 500 h por año, se podrá exceder la relación de presión o el esfuerzo

permisible para el diseño de presión a la temperatura de la condición incrementada en un valor no mayor al 20%.

IV. Efectos dinámicos.- El diseño de estos sistemas debe contar con prevenciones contra impacto (como choques hidráulicos, etc.), viento (cuando la tubería esté expuesta a él), terremotos, reacciones de descarga y vibraciones (de tubería y de soportes).

Las condiciones respecto al peso deben incluir: 1) cargas vivas (contenido, hielo y nieve), 2) cargas muertas (tubería, válvulas, aislamiento, etc.) y cargas de prueba (fluidos de prueba).

Las cargas de expansión y contracción térmica libre, a causa de los artificios de sujeción, los cambios bruscos de temperatura o irregular distribución de temperatura a causa de la inyección de líquido frío que golpea la pared de una tubería que contiene gas caliente.

2.3.5 Criterios de diseño

El código utiliza tres métodos diferentes para abordar el diseño, como sigue:

- 1) Prevé la utilización de componentes dimensionalmente normalizados en sus relaciones de presiones y temperaturas.
- 2) Proporciona fórmulas de diseño y esfuerzos máximos.
- 3) Prohíbe la utilización de materiales, componentes o métodos de montaje en ciertas condiciones.

Componentes que tienen relaciones de presión-temperatura específicas.- Estas se encuentran en las normas ANSI, API e industriales, y son aceptables para presiones y temperaturas de diseño, a menos que están limitadas por el código. En el apéndice E del código se proporciona una lista de componentes estándar. Las juntas bridadas, válvulas bridadas en la posición abierta y los accesorios bridados pueden someterse a pruebas hidrostáticas a una presión que no exceda el valor de la presión de prueba hidrostática de corteza. Las válvulas bridadas en la posición cerrada pueden someterse a una prueba hidrostática a una presión que no sea superior al 110% de la relación para 100°F de la válvula, a menos que el fabricante especifique otro límite.

Componentes sin relaciones de presión-temperatura específicas. - Los componentes como tuberías y accesorios soldados a tope se elaboran por lo general con espesores nominales. Los accesorios están calculados con las mismas presiones permisibles que las establecidas para tubería del mismo espesor nominal y, junto con la tubería, están considerados por las reglas para diseño de presión y otras presiones del código.

TABLA 2.4 FACTOR EJ

No	Tipo de Junta	Diagrama	Tipo de Costura	Examen	Factor EJ
1	Soldado a tope, continuo		Recta	Como se requiere en las especificaciones	0.60
2	Soldado por resistencia eléctrica		Recta o Espiral	Como se requiere en las especificaciones	0.85
3	Soldado por fusión eléctrica a) Soldado simple a tope (con o sin relleno metálico)		Recta o Espiral	Como se requiere en las especificaciones Adicionalmente radiografía puntual por ANSI B31.3 párrafo 316 b 1	0.80 0.90
	b) Doble soldado a tope (con o sin relleno metálico)		Recta o Espiral	Adicionalmente radiografía 100 por ciento por ANSI B31.3 párrafo 316.4.5	1.00
4	Por especificaciones concretas a) ASTM A211 b) Soldado de tubería por arco cablemente inmerso, por API SL O SLX		Espiral	Como se requiere en las especificaciones	0.75
			Recta o con una o dos costuras	Como se requiere en las especificaciones adionando examen por radiografía para longitudes de 200 mm (8 in) en cada extremo	0.95

Factor EJ de unión longitudinal y junta soldada en espiral. NOTA: No está permitido incrementar el factor de calidad de la junta por un examen adicional para juntas 1, 2 y 4a.

ESPESOR DE LAS PAREDES.- La evaluación del esfuerzo de presión externa de las tuberías es la misma que para los recipientes de presión; sin embargo, existe una diferencia importante cuando se establece una presión de diseño y un espesor de las paredes para la presión interna, como resultado del requisito ASME Boiler and Pressure Vessel Code, de que el ajuste de la válvula de purga no debe ser superior a la presión de diseño. Para los recipientes, eso quiere decir que el diseño es para una presión de 10% más o menos por encima de la presión de operación máxima esperada, con el fin de evitarlas fugas de la válvula durante el funcionamiento normal. No obstante, en las tuberías, la temperatura y la presión de diseño se consideran como la combinación máxima esperada de presión de operación y temperatura, que dan como resultado, el espesor máximo. Las condiciones operacionales incrementadas temporalmente y que se vieron en "criterios de diseño", cubren el funcionamiento temporal a presiones que hacen que las válvulas de alivio tengan fugas o se abran por completo. El código contiene las especificaciones de esfuerzos permisibles para casi 1000 materiales diferentes.

Para tuberías metálicas con presiones internas, la fórmula para el espesor mínimo de pared que se requiere, t_m , se da a continuación y es aplicable para razón de D_o/t mayores de seis. La ecuación 2.1 incluye un factor Y que varía con el material y la temperatura para considerar la redistribución de esfuerzos perimetrales que se producen con flujo en estado estacionario a altas temperaturas y permite espesores ligeramente menores en este intervalo.

$$t_m = \frac{PD_o}{2(SE + PY)} + C \quad (2.1)$$

en donde (en unidades consistentes):

P= Presión de diseño

D_o = Diámetro exterior de la tubería

C= Suma de tolerancias dejadas por la corrosión, la erosión y cualquier profundidad de la muesca o estriado. Para los componentes a rosca, la profundidad es la retirada (más 1/64 plg cuando no se especifique ninguna tolerancia)

SE= Esfuerzo permisible

S= Esfuerzo básico permisible para los materiales, excluyendo juntas, materiales fundidos o factores de calidad de grado estructural

E= Factor de calidad. El factor de calidad E es uno o el producto de más de uno de los siguientes factores de calidad: factor de calidad de fundiciones E_f , factor de calidad de uniones E_j (ver figura 2.11), y factor de calidad de grado estructural E_s de 0.92.

Y= Coeficiente cuyo valor es 0.4 para materiales ferrosos no dúctiles y 0 para materiales frágiles, como el hierro colado.

t_m = Espesor mínimo requerido, en plg, al que se debe agregar la tolerancia de fabricación al especificar el espesor de las tuberías en los pedidos de compras. La mayor parte de las especificaciones de la ASTM para las que se obtienen normalmente tuberías fabricadas, permiten que el mínimo de la pared sea de 12.5%

menor que el valor nominal. La ASTM A155 para tuberías soldadas por fusión permite el mínimo de pared 0.25 mm (0.01 plg) menos que el espesor nominal de la placa]. La tubería con t igual o mayor que $D/6$ o P/SE mayor que 0.385 requiere atención especial.

Además de establecer los espesores de la pared para la presión interna, los valores de esfuerzo que figuran en la tabla II.5 controlan otras partes del diseño. La suma de los esfuerzos longitudinales S_L (en las condiciones de corrosión) que se deben a la presión interna, el peso de la tubería y el contenido entre soportes, así como también otras cargas sostenidas como la fricción entre un tramo largo tendido (no suspendido) de tubería fría recta y sus soportes, cuando se pone en servicio, no debe sobrepasar el valor de S_A . En esta determinación, para tuberías con costuras longitudinales soldadas se puede pasar por alto. Asimismo, cuando se absorben las deformaciones de contracción o expansión térmica, primordiales mediante cambios de dirección o codos, los esfuerzos locales producidos en esa forma se limitan a la gama siguiente, se designa como S_A :

$$S_A = f(1.25S_c + 0.25S_h) \quad (2.2)$$

donde $S_c = S$ del anexo I a una temperatura mínima (fría) del metal que pueda esperarse normalmente durante el funcionamiento o la detención (ver nota 13 de la misma tabla).

$S_h = S$ de la anexo I a la temperatura máxima caliente del metal que se pueda esperar normalmente durante el funcionamiento o la detención (ver nota 13 de la misma tabla).

$f =$ factor de reducción del intervalo de esfuerzos para el número total de ciclos completos de temperatura a lo largo de la vida esperada:

CICLOS, NUMEROS	FACTOR f
7000 y menos	1.0
7000 - 14000	0.9
14000 - 22000	0.8
22000 - 45000	0.7
45000 - 100000	0.6

Si la suma de esfuerzos longitudinales S_L enumerados antes es menor que su límite establecido, S_A la diferencia se puede sumar al término $0.25 S_h$ en la ecuación de limitación del intervalo de esfuerzos.

$$S_A = f[1.25 (S_c + S_h) - S_L] \quad (2.3)$$

Para bridas de dimensiones no estándar o tamaños que se encuentren más allá del alcance de las normas aprobadas, el diseño se deberá hacer de conformidad con las exigencias de la sección VIII del ASME Boiler and Pressure Vessel Code con la excepción de que deben prevalecer los requisitos de fabricación, montaje, pruebas de inspección y límites de presión y temperatura para los materiales, del código de

tuberías. SE permiten bridas de impulso contrario, de cara plana o que proporcionen en otra forma una reacción fuera del círculo del perno, si se diseñan comprueban de conformidad con los requisitos del código, bajo componentes que contengan presión "no cubiertos por las normas y para los que no se den procedimientos o fórmulas de diseño".

De conformidad con las normas incluidas, se pueden utilizar bridas ciegas en sus clasificaciones de presión y temperatura. El espesor mínimo de las bridas ciegas no estándar deberá ser el mismo que para las cubiertas planas, sujetas con pernos, según las reglas de la sección VIII del ASME Boiler and Pressure Vessel Code.

Las bridas lisas operacionales deberán ser del mismo espesor que las bridas ciegas o calcularse mediante la fórmula siguiente:

$$t = d \sqrt{3P / 16S}$$

en donde d = diámetro interior del empaque para bridas de cara lisa o con resaltos, o el diámetro de paso del empaque para las bridas retenidas con empaques.

P = presión interna o externa de diseño

S = esfuerzo permisible aplicable

Las válvulas deben estar de acuerdo con las normas aplicables que se dan en el apéndice E del código, y con los límites permisibles de presión y temperatura que se establecen en él, sin que vayan más allá de las limitaciones de materiales o servicio que establece el código. Las válvulas especiales deben satisfacer los mismo requisitos que las bridas de impulso contrario.

El código no contiene reglas específicas para el diseño de accesorios aparte de los de abertura de ramificaciones o bifurcaciones. Sin embargo son aceptables, las clasificaciones nominales establecidas por las normas reconocidas. La norma ANSIB16.5 para accesorios con bridas de acero incluyen un factor de forma de 1.5 y, en esa forma, requiere que el accesorio completo sea un 50 % más pesado que un cilindro simple, con el fin de proporcionar refuerzos para las aberturas y/o la forma general. Por otra parte, la norma ANSIB16.9 para accesorios de soldadura a tope, requiere solo que los accesorios puedan soportar la resistencia a reventar calculada para la tubería recta con la que se deban utilizar.

El espesor de los codos de tuberías se debe determinar como para las tuberías rectas, a condición de que la operación de doblado no de como resultado una diferencia entre el diámetro máximo y el mínimo de más de 8 y 3% del diámetro nominal de la tubería para presión interna y externa, respectivamente.

La presión interna máxima permisible para juntas a inglete (en ángulo) será el valor menor calculado a partir de las ecuaciones:

$$P = \frac{SEt}{r_2 \sqrt{t - 0.643 \tan \theta \sqrt{r_1 t}}}$$

(2.4) y (2.5)

$$P = \frac{SEt}{r_2 \sqrt{R_1 - t_2 - 0.5r_2}}$$

Estas ecuaciones solo se aplican cuando θ excede el valor 22.5° , donde la nomenclatura es la misma que para la tubería recta, excepto lo siguiente:

t = espesor a la presión de diseño

r_2 = radio medio de la tubería

R_1 = radio eficaz del codo al inglete, definido como la distancia de los planos de las juntas a inglete adyacentes

θ = ángulo de corte del inglete, $^\circ$

α = ángulo de cambio en dirección en una junta a inglete. $= 2 \cdot \theta^\circ$

Para estar de acuerdo con el código, el valor de R_1 no deberá ser menor que el obtenido con la ecuación:

$$R_1 = A/\tan \theta + D/2 \quad (2.6)$$

donde A tiene los siguientes valores empíricos (no es válido en unidades SI):

t, plg	A
≤ 0.5	1.0
$0.5 < t < 0.88$	2t
≥ 0.88	$(2t/3)+1.17$

Las conexiones de bifurcaciones de tubería incluyen las mismas consideraciones que las toberas de recipientes a presión ; sin embargo, el tamaño de la salida en proporción con el tamaño del cabezal de la tubería es inevitablemente mucho mayor para las líneas de tuberías. Las reglas actuales del código de tuberías para el cálculo de los reforzamientos de conexiones de bifurcaciones son similares a las de la Sección VIII División 1 del ASME Boiler and Pressure Vessel Code para una bifurcación con ejes en ángulo recto con el eje del cabezal . Si la conexión de la rama forma un ángulo β con el eje del cabezal de 45 a 90 grados, el Código de Tuberías requiere que el área que se desea reemplazar se aumente dividiéndola entre $\sin \beta$ En esos casos, la mitad de la anchura de la zona de reforzamiento medido a lo largo del eje del cabezal aumenta de manera similar, con excepción de que no puede sobrepasar al diámetro externo del cabezal.

Las reglas establecen que una conexión de ramificación tiene una resistencia adecuada a la presión si un accesorio (T, lateral o cruz) está de conformidad con una norma adecuada y se utiliza dentro de las limitaciones de presiones y temperatura o si se hace la conexión mediante el soldado de un acoplamiento o semiacoplamiento (con espesores de paredes no menores a los de la bifurcación en cualquier punto de la zona de reforzamiento o menos que extrafuertes o de 3000 lb) al tramo no sea mayor de 0.25 y que la rama no sea mayor a un diámetro nominal de 2 plg.

2.4 INSTALACIÓN, PRUEBA Y MANTENIMIENTO

2.4.1 Expansión térmica y flexibilidad

El código ANSI B31.3 requiere que los sistemas de ductos y tuberías se diseñen para que tengan suficiente flexibilidad y evitar así que la expansión o la contracción térmica o el movimiento de los soportes o terminales de la línea provoquen alguna de las dificultades que siguen:

- i. Fallas en los soportes de las tuberías debidas a las fatigas o esfuerzos excesivos;
- ii. Fugas en las juntas;
- iii. Esfuerzos o distorsiones perjudiciales en las juntas o en los equipos conectados (como bombas, turbinas o válvulas) debido a los excesivos empujes axiales.

Las deformaciones en una línea son generalmente por desplazamiento, se presenta cuando una línea se desplaza de su posición original.

- i. Desplazamientos térmicos. Un sistema de líneas sufrirá cambios dimensionales a consecuencia de cambios en la temperatura. Si se restringe el movimiento libre con terminales, guías y anclajes, será desplazado de su posición original.
- ii. Desplazamientos por reacción. Si las restricciones no son rígidas y existe un movimiento predecible de estos accesorios bajo carga, este podría considerarse como desplazamiento de compensación.

2.4.2 Soportes de líneas

Las cargas transmitidas por las tuberías a los equipos conectados y elementos de soporte incluyen peso, efectos inducidos por la temperatura y la presión vibraciones, el viento, los sismos, los choques, la expansión y contracción térmica. El

diseño de soportes y restricciones se basa en cargas que actúan de modo concurrente, suponiendo que no se ejerzan simultáneamente los sismos y el viento.

Aunque no se especifica en el código, los soportes para tuberías de descarga de válvulas de purga deben ser adecuados para soportar la reacción de chorro que produce su descarga.

El código señala además que los elementos de soportes de tuberías deben:

1. Evitar las interferencias excesivas para la expansión y la contracción térmica de la tubería, que, de otro modo, tiene la flexibilidad adecuada;
2. Ser de índole tal que no contribuyan a que se produzcan fugas en las juntas o un pandeo excesivo de las tuberías que requiera drenaje,
3. Diseñarse para evitar los esfuerzos excesivos, la resonancia o la desconexión debido a las variaciones de la carga con la temperatura y que los esfuerzos longitudinales combinados que se ejercen sobre la tubería no sobrepasen lo permitido en el código
4. Ser de índole tal que se evite una liberación completa de la carga sobre la tubería en el caso de una mala alineación o la falla de algún resorte, la transferencia de pesos o las cargas adicionales debidas a la prueba durante la instalación,
5. Ser de acero o hierro forjado,
6. Ser de acero de aleación o protegerse de la temperatura en los lugares en que sobrepasen límites de temperatura adecuados para el acero al carbón
7. No ser hierro colado excepto para bases de rodillos, rodillos, bases de anclaje, etc. Principalmente bajo cargas de compresión,
8. No ser de hierro maleable
9. No ser de madera
10. Tener roscas para ajustes atornillados que se conformen a las especificaciones del código ANSI B1.1.

2.4.3 Examen e inspección

"Examen" es un término que se aplica a las funciones del control de calidad ejecutado por el personal del fabricante de la tubería, o de la compañía que realiza la instalación de la misma. "Inspección" está aplicado a las funciones ejecutadas para el propietario por inspector autorizado. Este será designado por el propietario y podrá ser él mismo, un empleado de una organización científica o de ingeniería o un empleado de una compañía de inspección o seguros reconocida, que actuará como agente del propietario. El inspector no representará ni será un empleado de la compañía que realizó la instalación, la fabricación o el diseño, a menos que el propietario mismo sea también el instalador, fabricante o diseñador.

El inspector autorizado tendrá una experiencia mínima de 10 años en el diseño, fabricación o inspección de tuberías industriales a presión.

Es responsabilidad del propietario verificar, a través del inspector autorizado, que todos los exámenes y pruebas requeridos se ejecuten completamente y que la inspección de la tubería se realice hasta donde sea necesario, de manera que se cumplan los requisitos del código y del diseño de ingeniería. Esta verificación puede incluir las certificaciones y registros históricos de todos los materiales, componentes, métodos y pruebas y la idoneidad de los operadores y procedimientos. El inspector autorizado puede delegar la ejecución de la instalación en una persona calificada.

La inspección no se liberará de la responsabilidad del fabricante, el diseñador o el instalador para proporcionar materiales, componentes y asesoría técnica, de acuerdo con los requisitos del código y el diseño de ingeniería, ejecutando todos los exámenes y pruebas que sean utilizados por el inspector.

2.4.4 Diferentes tipos de examen

- ✂ Examen visual.- Consiste en observaciones de la porción de componentes, juntas y otros elementos de la tubería que están o pueden estar expuestos a la vista antes, durante o después de la manufactura, ensamble, instalación, inspección o prueba. El examen incluye la verificación de los requisitos del código ASME y del diseño de ingeniería para los materiales y componentes, dimensiones, preparación de la junta, alineación, soldado o unión, soportes, ensamble e instalación. Los exámenes visuales se realizarán conforme al artículo 9, sec. V del código ASME.
- ✂ De partículas magnéticas.- Este examen se realizará de acuerdo con el artículo 7, Sec. V del código ASME.
- ✂ De penetración de líquido.- Este examen se realizará de acuerdo con el artículo 6, Sec. V del código ASME.
- ✂ Examen radiográfico.- Las definiciones siguientes se aplican a la radiografía requerida por el código o por el diseño de ingeniería:
 1. "Radiografía aleatoria", término aplicado solamente a cinturones de soldadura a tope. Es el examen radiográfico de la circunferencia completa de un porcentaje específico de cinturones de soldadura en un lote designado de tubería.
 2. "Radiografía 100%", aplicada solo a cinturones de soldadura a tope, a menos que en el diseño de ingeniería se especifique otra cosa. Se define como exámenes radiográficos de la circunferencia completa de todos los cinturones de soldadura en un lote definido de tubería. Si el diseño de ingeniería estipula que la "radiografía

100%" también incluye soldaduras diferentes de soldaduras a tope; el examen incluirá la longitud total de esas soldaduras.

3. "Radiografía de punto o *spot*" es la que se aplica cuando se efectúa una exposición radiográfica simple en un punto, dentro de una extensión específica de soldadura. La cobertura requerida para una radiografía *spot* simple será como sigue:
 - a) Para soldaduras longitudinales, al menos 150 mm (6 plg), de longitud de soldadura.
 - b) Para cinturones, ingletes y ramificaciones de soldadura, en tuberías de 2 ½ plg. NPS y menores, una porción elíptica sencilla que abarque la circunferencia de soldadura completa y, en tuberías de diámetro mayor, al menos el 25% del diámetro interno o 150 mm (6 plg), cualquiera que sea menor.
- ☞ Ultrasonico.- El examen ultrasónico de las soldaduras se realizará de acuerdo con el artículo 5 de la sección V del Código ASME, excepto que las modificaciones establecidas en la parte 336.4.6 del código, serán sustituidas por T-535.1 (d)(2).

2.4.5 Mantenimiento de ductos

En intervalos predeterminados, el interior de un ducto debe ser limpiado de materia extraña, además de condensados acumulados. La raspadura de los ductos es con el objeto de mantener la parte interna del ducto de la forma más limpia y libre de irregularidades debido al tiempo de operación y se permita el libre paso del fluido. La limpieza y cepillado es llevado a cabo por instrumentos de metal o flexibles llamados "diablos". Estos son insertados en el ducto desde un lanzador de diablos, viajando a lo largo de toda la línea de transporte, y finaliza su recorrido en un receptor de diablos. La energía alcanzada por dicho dispositivo, proviene de la corriente de flujo. La velocidad del flujo está limitada a aproximadamente 3-5 ft/sec (91-152 cm/seg) para limitar las fuerzas inerciales y aumentar la eficiencia de limpieza.

Los diablos flexibles, hechos de poliuretano, pueden estar cubiertos con protecciones de diferentes espesores para diferentes efectos abrasivos. También pueden reducirse a aproximadamente 2/3 partes de su área de corte seccional, ofreciendo la gran ventaja de ser capaz de pasar a través de las áreas de secciones donde el diámetro no es constante. Sobre su complexión, asumen su forma original. Las esferas plásticas inflables son usadas con efectividad. Son fáciles de manejar y pueden ser eficientes al pasar por codos y curvas. El medio inflable puede ser agua, glicol o metanol, dependiendo de la temperatura manejada.

En adición a la limpieza en el interior del ducto, la condición de la pared de la tubería podrá ser checada por instrumentos de inspección interna para ductos. Como ejemplo de dos prominentes firmas de tales equipos, son AMF Tuboscope, Inc. , y Vecto, Inc. En términos generales, la Inspección de ductos "Linalog", propiedad de AMF tuboscope, Inc. es un instrumento tan completo que, cuando viaja a través de la línea, la magnetiza y monitorea y graba cualquier anomalía magnética (corrosión, grandes manchas, o rupturas por corrosión debida al esfuerzo) de una configuración tridimensional. Este tema se abordará con mayor profundidad en el capítulo 3.

CAPITULO 3.



SISTEMAS DE INSPECCION Y LIMPIEZA

3.1 PROPOSITOS DE LOS SISTEMAS DE INSPECCION Y LIMPIEZA

3.1.1 Incremento de la eficiencia de flujo en un ducto

Al mantener una línea debidamente limpia, con el fin de no contaminar el producto que se transporta, se incrementa el flujo y se reduce la velocidad de corrosión. Dado que una línea en operación va sufriendo reducción de su diámetro interior ya bien por acumulación de parafina y arena en las líneas de crudo, condensados en las líneas de gas y partículas de agua (como es la formación de hidratos en el caso del gas natural) además de suciedad en las líneas de productos, esto se refleja en un aumento en la resistencia de flujo, así como en los costos de transmisión, haciendo menos rentable una operación. Un claro ejemplo es el siguiente:

Una línea que transporta 200,000 barriles/diarios de crudo:
Si la eficiencia se incrementara 3% a un costo de 0.25 USD/Barril.
Obtendría un ahorro anual de \$550,000 USD.

Como puede verse, es difícil obtener este incremento del 3% simplemente con una corrida de mantenimiento definido, que dicte la periodicidad de las corridas, así como el diseño que mejor se acomode a los requerimientos de acuerdo con el tipo de sedimentos.

Algunas compañías utilizan recubrimientos interiores en la línea, para contar con una superficie tersa, que ayude a reducir la resistencia al flujo e incrementar la resistencia a la corrosión. Esto debe tomarse en consideración al seleccionar el tipo de limpiatubo que se pretenderá correr.

3.1.2 Control de corrosión

Todas las líneas eventualmente se corroen, haciéndolas inoperables, por lo cual los diseñadores determinan el tipo de material y protección más adecuados para la vida predeterminada de estas. Sin embargo, existen líneas que fueron diseñadas para operar 20 años y llevan operando más de 40 y esto se debe al uso de inhibidores de corrosión y limpiatubos, además de contar con protección catódica externa.

Generalmente, la corrosión se presenta en los ductos en lugares bajos y accesorios, donde el agua y líquidos, en combinación con H_2O , H_2S y CO_2 pueden acumularse, produciendo ácidos que atacan la superficie interna de la línea, también los lodos desarrollan el crecimiento de bacterias que de igual forma atacan la superficie. Entonces, los limpiatubos remueven estos líquidos y lodos.

El pasaje frecuente de raspatabos ayuda al control de la corrosión interna, en cuyo caso no se recomienda el uso de esferas de limpieza.

3.1.3 Separación de productos

El procedimiento de *batching*, es una manera económica de mover diferentes productos en una misma línea. Usualmente se aplica solo a líquidos, para evitar contaminaciones y que ambos líquidos se mezclen, se requiere de una esfera o un diablo, que garantice mantener un excelente sello, sin importar el flujo o las características de la línea. Esto es más necesario cuando productos muy similares son bombeados a flujos laminares. Es importante mencionar que el diablo o esfera puede ser retirado exactamente en el punto de la interfase, para evitar contaminaciones en las trampas de lanzamiento y recepción.

Cuando se requiere mover el contenido de una línea, se tiene el caso de desplazamiento. Un ejemplo, se tiene en el purgado de una línea nueva para prueba hidrostática, cambio de una línea con líquido a gas, desplazamiento de producto con aire o gas inerte de una línea que se va a reparar y para recertificación de una línea que estuvo fuera de servicio.

3.1.4 Localización de obstrucciones en un ducto nuevo

En el curso de la construcción de un ducto, cualquier forma de suciedad puede introducirse en la línea, ya sea accidental o intencionalmente. Esto puede atraer pequeñas incrustaciones en forma de manchas voluminosas y rebabas de soldadura, lo cual puede provocar una mala operación desde maquinaria hasta herramientas manuales o en el último de los casos, puede provocar una muerte.

Siguiendo el curso del sistema, estos problemas serán removidos con la corrida de un diablo simple. En el caso de líneas submarinas, el tratamiento es diferente, debido a que hay mayor cantidad de incrustaciones, por lo que la limpieza del ducto debe ser por secciones antes de su instalación, para poder corregir lo antes posible las imperfecciones presentadas.

Después de que un nuevo ducto ha sido instalado, es necesario asegurarse de que la línea no ha tenido deformaciones u obstrucciones considerables, que provoque el remover toda la línea. Para localizar estas obstrucciones, un diablo simple es lanzado a lo largo de todo el ducto, hasta el final del mismo. Si el diablo encuentra alguna obstrucción en algún lugar específico de la línea, debe ser removido y reparado inmediatamente.

3.1.5 Monitoreo

Existen dos crecientes razones por las cuales deben monitorearse las condiciones de un ducto. La primera de ellas, es el incremento en la edad de un ducto: la existencia de los sistemas de ductos y el altísimo costo que representaría el hecho de reemplazarlos. Esto, ha provocado presión en los nuevos diseños de ductos, para que tengan una vida útil más larga, evitando así, gastos mayores.

La segunda razón, es el resultado del transporte de productos muy corrosivos, cuyo enfoque concierne a corrosión interna, de la cual ya se habló en 3.1.2, pero, particularizando, los programas para inhibir la corrosión conocidos, son menores al 100% de efectividad.

Así, la necesidad de inspeccionar líneas internamente ha arrojado el diseño de los llamados "diablos inteligentes", los cuales detectan pérdida de metal, agrietamientos y defectos similares. Hoy en día, estas herramientas consisten en inducir un flujo magnético en la línea metálica, detectando y grabando anomalías.

3.2 DEFINICIONES Y EVOLUCION DE LOS SISTEMAS DE LIMPIEZA

3.2.1 Diablos

El término diablo se aplica a los dispositivos de mantenimiento e inspección utilizados en el interior de un ducto. El diablo, por lo general está compuesto por un cuerpo de acero equipado con copas de goma o plástico para mantener un sello a través del ducto y/o cepillos limpiadores.

A continuación, se enlistan los tipos y funciones de los diablos:

Tabla 3.1. - Clasificación de diablos debido a su tipo y funciones:

Número	Tipo	Función
1	Diablo equipado con cepillos.	Limpiar y aumentar la eficiencia en un ducto.
2	Diablos de limpieza con inhibidor de corrosión.	Control de corrosión.
3	Diablos equipados con copas extras ("squeegees") para obtener un sellado extra en la línea.	Separación de productos.
4	Diablos de bacheo/desplazamiento	Eliminación de agua y aire de purga.
5	Diablos espuma (foam pigs)	Secado de líneas.
6	Diablos tipo "kaliper"	Localización de obstrucciones en una línea nueva.

Una clasificación más específica es la que ofrece T.D. Williamson, la cual se hace referencia a continuación² :

Tabla 3.2.- Clasificación de T.D. Williamson por modelo de diablo.

	Tipo	Tamaño	Descripción	Aplicación
A	VANTAGE 2CC-BR	2"-14"	Diablos con copas cónicas, cepillos limpiadores o cuchillas.	Limpieza de líneas con depósitos duros, escorias o desechos de construcción (no se recomienda para líneas recubiertas).
B	VANTAGE 3CC-BR	18"-60"		
C	VANTAGE 2CC-BL	10"-14"	Diablos de limpieza con copas cónicas o cuchillas (puede modificarse para utilizarse como batching o limpieza).	Limpieza de líneas con depósitos suaves o recubiertas.
D	VANTAGE 3CC-BL	16"-60"		
E	WCK-3DD	6"-16"	Diablos de limpieza de diámetro dual (puede correr a través de líneas con diámetros múltiples).	Limpieza de líneas con más de un diámetro.
F	WCK-12DD			
G	RBR-7	2"-24"	Diablos de espuma de poliuretano con cerdas.	Limpieza de líneas de gas cortas o nuevas.
H	VANTAGE 3CC-B	2"-14"	Diablos de batching con copas cónicas para un buen sello.	Relleno de líneas para prueba. Desplazamiento de líquidos y separación de productos diferentes en la misma línea.
I	VANTAGE IV 3CC-8/4CCB	16"-60"	Diablos de batching con copas cónicas. Puede ser modificado para limpieza con cepillos o cuchillas.	Relleno de líneas para prueba y limpieza ligera. Desplazamiento de líquidos y separación de productos diferentes en la misma línea.
J	ULTRA 1111		Unidireccional o bidireccional	Relleno de líneas para prueba y limpieza ligera. Desplazamiento de líquidos y separación de productos diferentes en la misma línea.
K	ULTRA 1212	4"-36"	Combinación de disco-copa	
L	ULTRA 2220		Unidireccional de 3 copas	
M	ULTRA 2222		Unidireccional de 4 copas.	
N	ESFERA	4"-56"	Esfera inflable de poliuretano limpiatubos con cuatro copas estándar.	Para eliminación de líquidos de sistemas de gas con condensados
O	SBN-4A	4"-14"		Separación y desplazamiento misma aplicación que los ultra.
P	LBN-4A	16"-36"		

La fuerza impulsora es generada por la diferencial de presión entre las copas delantera y trasera.

Para aplicaciones específicas, la configuración básica se modifica, por ejemplo, instalando cepillos de alambre o cuchillas de uretano montadas sobre muelles para limpiar las paredes de ductos, o bien instalando tres o más copas para el desplazamiento de líquidos condensados.

Otro tipo de diablos lleva una placa frontal para calibrar el diámetro interno de la tubería con el objeto de detectar la presencia de deformaciones u obstrucciones. Un método más exacto de calibración consiste en el pasaje del raspatubos electrónico "Kaliper" para instrumentación autocontenida mide y

² SEPRODUCTOS, S.A DE C V T D. WILLIAMSON INC . LOS LIMPIATUBOS. UNA CIENCIA O UN ARTE . MARZO, 1993

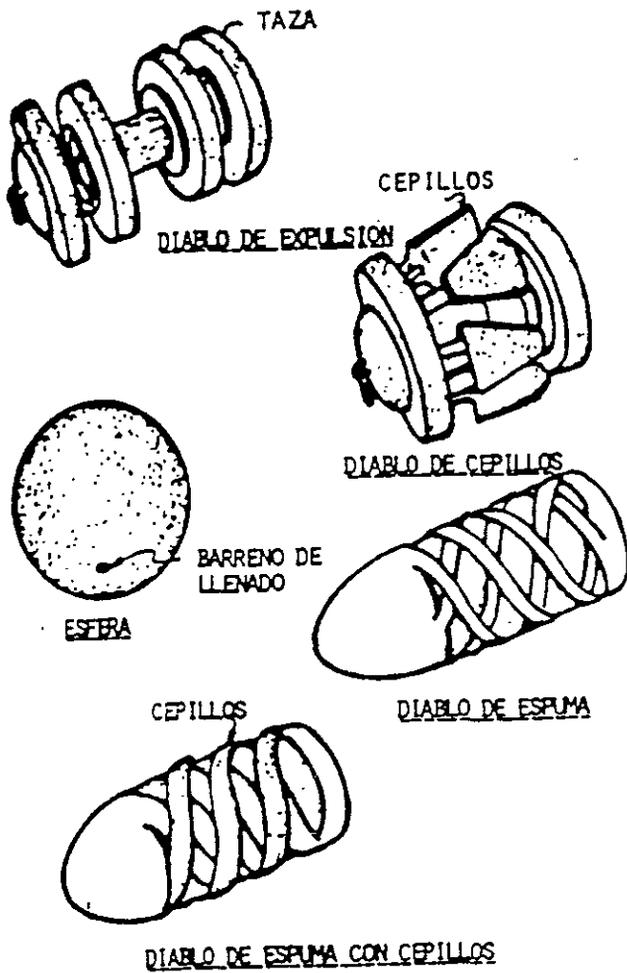


Figura 3.1 Diferentes tipos de diablos.

registra con gran precisión cambios en el diámetro interno de la tubería causados por golpes, mellas y otras obstrucciones.

Para detectar fallas en la pared del ducto causadas por corrosión, fisuras o fallas en soldadura, se usan diablos instrumentados cuyo principio operativo se basa en el registro y subsecuente análisis de cambios en las líneas de flujo de un campo magnético inducido en la pared de la tubería, durante el paso del diablo. Estos cambios son directamente atribuibles a variaciones en el espesor de la pared de la tubería.

Los elementos metálicos son generalmente de acero al carbono y los de caucho sintético de poliuretano de alta resistencia a la abrasión, o de neopreno. En ciertos casos, se emplean materiales de alta resistencia a la corrosión, tales como aceros inoxidable y elastómeros especiales.

Hay varias aplicaciones presentes y futuras para el uso de raspatubos. Pronto se venderán diablos dotados de instrumentos de gran precisión que analicen varios parámetros en un ducto.

En muchos casos, es recomendable el uso de una derivación interna o tobera en el camino del raspatubos, para que, al pasar éste, a mayor presión hacia el frente del diablo, se originen condiciones de flujo turbulento. Esto ayuda a mantener las partículas desprendidas de las impurezas en suspensión y facilita su desplazamiento.

Casi siempre hay que alternar corridas de diablos de diferentes configuraciones (cepillos, cuchillas y desplazamiento).

Los componentes de caucho sintético más durables y versátiles son de poliuretano (cuchillas y copas), aunque también, dependiendo del material transportado, puede haber de neopreno (amonioductos) o bien elastómeros fluorocarbonados tipo Vitón para productos petroquímicos muy corrosivos.

Se debe dar mantenimiento adecuado a los diablos después de cada aplicación.

Tanto en funciones de desplazamiento como de limpieza, la eficiencia del paso de diablos se evalúa observando el momento en la eficiencia de transporte y bombeo, caída de presión, volumen/peso de materiales desplazados a la trampa de recepción y control de la corrosión interna.

Para máxima eficiencia de separación en poliductos de diferentes tandas de producción, se usa el mismo tipo de diablos o esferas que en el desplazamiento de líquidos y condensados.

A fin de determinar la actuación del diablo en tareas de separación, se toma en cuenta la exacta llegada del dispositivo al bombear un volumen preestablecido de líquido, el volumen de la interfase y el porcentaje de contaminación en la misma.

Tabla 3.3.- Clasificación de los diablos inteligentes.

<i>FUNCIÓN</i>	<i>TIPO</i>	<i>NOMBRE</i>
Diablos que miden diámetro/geometría	Mecánico/físico	1. Diablo calibrador 2. Diablo 'inteligente' 3. Diablo de presión diferencial
	Electromecánico	1. Diablo 'Kaliper' 2. Diablo 'Lump' 3. Detector de efectos de cubrimiento
	Electrónico	1. Diablo de inspección tipo taladro 2. Calibrador HRE
Detección de corrosión y medición	Mecánico/físico	1. Diablo para diferenciales de temperatura/presión
	Magnético	1. Linalog 2. Vetcolog 3. British gas 4. IPEL
	Ultrasónico	Ultrasónico
	Electrónico	1. Calibrador RTD plus
Detección de grietas	Magnético	1. Pipetronix (Goedecke)
	Ultrasónico	Ultrasónico
Detección de fugas	Mecánico/físico	1. Caídas de presión 2. Medición de flujo
	Ultrasónico	1. Maihak (Shell) 2. Esso
	Radioactivo	Mismo
Monitoreo de curvaturas	Laser	Mismo
	Giroscópico	Mismo
	Mecánico	Mismo
Medición en codos	Electrónico	Mismo
	Fotográfica	1. Magnaflux

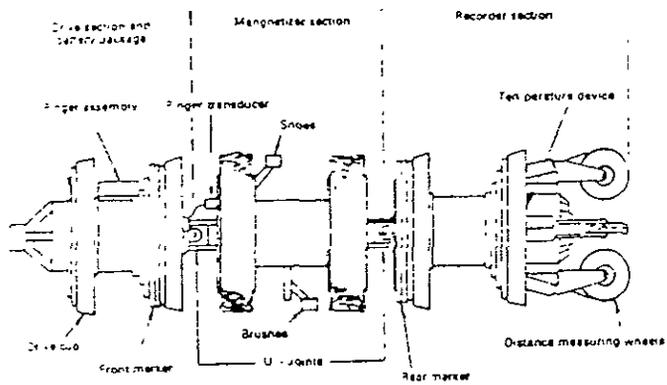


Figura 3.2 Diablo Inteligente.

3.2.2 Trampas de diablos

Las líneas que requieren de corridas de diablos durante su operación, son equipadas con trampas de diablos, la sección de línea tendrá un lanzador localizado en el extremo corriente arriba y, en el extremo corriente abajo, un receptor.

El diseño básico para trampas de diablos o esferas, dependerá de los procedimientos y especificaciones de operación, servicio y localización.

Es muy importante seguir procedimientos adecuados en las trampas de lanzamiento y recepción, donde ocurren más del 70% de los daños sufridos por los sistemas de limpieza.

3.2.3 Esferas

Las esferas son dispositivos de control en el ducto, siendo gomas redondas o bolas de plástico huecas, para ser llenadas con un líquido hasta el diámetro requerido (generalmente de 1.02 de diámetro interno) y colocarla(s) en el ducto, el líquido puede ser una mezcla de agua y glicol.

Así, la función de una esfera es:

- Barrido del líquido en líneas con flujo a dos fases
- Separación de productos

Los materiales utilizados en las esferas pueden ser adaptados prácticamente para cualquier servicio.

3.2.4 Historia y evolución del raspatubos moderno

En vista de lo gracioso que pudiera resultar la palabra "diablo", que para algunos puede hasta resultar ofensiva, es sorprendentemente la forma más común de entender cuando alguien se refiere a un raspatubos. Incluso, existen otros sinónimos como "cochinos" (la traducción directa del inglés "pig"), "chanchos" e incluso "ratones", los cuales quizá sea más lógico al conocer el comportamiento de este animal.

La posible explicación de "diablo" es al referirse a la apariencia del raspatubos de cómo sale después de haber removido la suciedad de un ducto.

Aunque los sistemas de líneas de agua comenzaron su operación hace cientos de años, no hay indicios de que se usaran diablos en el siglo XIX o principios del XX. No sorprende el hecho de que las configuraciones de líneas de aquella época no permitieran el paso de sistemas de limpieza, por lo que su introducción ha sido relativamente reciente.

La industria del agua, ha tenido la tendencia de usar los diablos como una solución a problemas específicos, pero con la introducción de gasoductos y oleoductos, las corridas de diablos se convirtieron en una operación más rutinaria teniendo beneficios realmente apreciables.

A principios de este siglo, se vio la construcción, en Estados Unidos, de un número ascendente de gas y oleoductos. Estas líneas comenzaron siendo de diámetro pequeño y operados con presiones modestas. No era requerida una gran eficiencia, por lo que la mayor prioridad era simplemente obtener un producto útil.

El primer método de limpieza conocido fue enrollar un envoltorio de paja y alambre de púas y meterlo en el tubo. Existe el rumor de que en algunas factorías *muy humildes, este método sigue usándose ocasionalmente.*

Como se incrementó la demanda de energía y los ductos cada vez son más grandes y largos, el propósito de los diablos mecánicos se desarrolló con gran interés. Estos se conocieron como 'go-devils' y tenían cuero en los discos de impulso, eran unos tubos dentados de delgado acero y usualmente (en la tradición Texana) una serie de cepillos, para raspar el ducto y quitar los depósitos incrustados de suciedad.

Durante la segunda guerra mundial las tuberías de "mayor diámetro" fueron construidas. Los antiguos "go-devils" ya no eran eficientes para la limpieza de semejantes líneas, debido a que se rompían en la línea; obviamente era necesario introducir diseños novedosos. Los discos de cuero fueron reemplazados por minillantas de hule y los tubos dentados de delgado acero, fueron reemplazados por gruesos cepillos circulares. Esto generó un diablo muy robusto.

No mucho tiempo después se realizó una forma de compensar los cepillos y se introdujeron otro tipo de ellos. Para remover depósitos muy pegados y sólidos, se introdujeron cepillos de acero sólido, reemplazando a los cepillos comunes.

El descubrimiento y la explotación de los yacimientos de gas natural resultaron darle un empuje importante a los ductos, esto fue, en otras palabras, una rápida transición de sistemas para diámetros pequeños, distancias cortas, y bajas presiones los cuales fueron utilizados antes de la guerra, a sistemas de gran diámetro, largas distancias además de altas presiones un poco más que las décadas anteriores.

Bajo estas circunstancias, los diseñadores no fueron capaces de tener una gran experiencia, por lo que cometieron diversos errores dentro de los cuales destaca el diseño de líneas sin considerar su posterior mantenimiento, particularmente con respecto a limpieza e inspección interna. Este, es un error que, incluso, hoy día, puede presentarse.

Durante este período, se construyeron algunos extraños diseños. Todas las ideas fueron probadas. Se diseñó y patentó una esfera durante esta época dorada, cuya forma era la de un dodecaedro. Este diseño pudo ser una gran aportación para su tiempo, así como podía ser la solución para limpieza en aguas profundas. En honor a esto, hoy día ha tomado lugar una nueva patente por GD Engineering de una esfera de limpieza la cual incorpora la facilidad de un by-pass.

Como puede verse, el diseño de sistemas de inspección y limpieza ha recorrido un largo camino. Hoy día el rango es relativamente corto, para diablos de alta eficiencia, de buena relación efecto-costos para cubrir todas las necesidades; los diablos pueden adaptarse rápidamente para mejorar las diferentes funciones de limpieza, además de que poseen una larga vida.

3.2.5 Futuros desarrollos para la industria del gas

En la mayoría de los sistemas de gasoductos para tratamiento de gases, es necesario eliminar varias obstrucciones por medio de una corrida de diablos. Los sistemas de inspección y limpieza convencionales, sin embargo, tienden a estar restringidos a los sistemas donde la remoción de condensados es el principal problema.

Se tiene pues, que el desarrollo de diablos inteligentes es un gran negocio. La naturaleza catastrófica de cualquier falla, demanda una mayor atención a la inspección continua y mantenimiento en las redes de gasoductos. La compañía British gas, tipifica este concepto, ya que ha investigado durante muchos años haciendo fuertes inversiones en ello.

Los dos contendientes principales, British Gas y AMF Tuboscope, tienen operaciones de mercado muy efectivas. Aunque ya otras compañías ofrezcan el servicio de detección de pérdidas metálicas, o aquello que pueda contemplar algo similar, todavía, no pueden compararse con los logros de la British Gas, quienes presumiblemente desarrollarán una mejor tecnología.

El futuro, para los sistemas de inspección y limpieza aplicados a la industria del gas es un tanto incierta: esta industria está perdiendo plenitud. Todo parece indicar, que el mayor desarrollo se lo llevará la industria de los aceites, cuyas impurezas y suciedades son de mayor consideración. Pero, se tiene también, que la nueva tecnología para la industria del gas será desarrollada probablemente con ultrasonido.

3.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

3.3.1 Diseño específico de ductos para corridas de diablos

El diseño de una línea requiere tomar en cuenta un gran número de consideraciones, una de las cuales debe ser su diseño para limpieza e inspección. Para esto, tres reglas deberán ser seguidas:

1. Determinar en cual será realizada la inspección y limpieza periódicos;
2. Enlistar los diablos seleccionados;
3. Realizar el diseño para estos diablos ya autorizados.

I. Durante las diferentes etapas de la vida de un ducto, se requieren diferentes actividades de inspección y limpieza:

- Construcción: limpieza e inspección;
- Puesta en marcha: relleno;
- Operación: separación, inspección, etc.
- Paro: descarga.

En el pasado, estas consideraciones tenían cierto énfasis para inspección y limpieza para operación, mientras que actividades tales como construcción o paro, no eran consideradas como requerimientos de diseño.

II. Con el fin de diseñar ductos para todas estas actividades, deben revisarse los diferentes sistemas de inspección y limpieza para cada requerimiento de diseño específico. Entonces, los sistemas de inspección y limpieza estarán divididos en tres grupos:

- ✂ Esferas;
- ✂ Diablos (de limpieza, separación, etc.);
- ✂ Diablos de detección y limpieza.

Con respecto a los parámetros de diseño de líneas, los tres grupos tienen mucho en común, pero debe ponerse especial atención a datos tales como:

- ◇ La esfera tiene solo un sello;
- ◇ El diablo requiere un diámetro mínimo;
- ◇ El diablo de detección de pérdida de metal es aún muy largo, ya que por el momento no ha sido diseñado uno que sea de menor longitud.

Estos factores deben ser considerados ampliamente en el diseño detallado para las notas de componentes de diseño.

De todas las razones para limpiar un ducto, las más importantes son mantener las especificaciones de diseño de un ducto con el fin de alargar su vida útil.

En muchas líneas no es posible correr limpiatubos, y esto se debe a que durante el diseño no se consideraron factores como: aplicación principal, códigos de diseño, configuración de la línea y accesorios (tes, válvulas, codos, trampas de lanzamiento y recepción), de los cuales, a continuación se dará una breve reseña:

- A) APLICACION PRINCIPAL.- Debe considerarse la frecuencia de lanzamientos, (sistemas estándar o semiautomáticos) y el tipo de sistema de inspección o limpieza, dado que una aplicación de esferas es diferente a una de diablos, dentro de éstos, una de limpieza es diferente a una de inspección.
- B) CODIGOS DE DISEÑO.- La selección del código correcto, determinará los factores de diseño de la línea y estos, deberán ser los mismos que para las trampas de lanzamiento y recepción. Estos equipos son parte de la línea: cabe recordar que el no manejar los mismos códigos puede crear problemas de operación, restringiendo el tipo de limpiatubos a utilizar, como resultado de las variaciones en el diámetro interior, existen cuatro códigos:

ANSI B31.3 LINEAS DE GAS
ANSI B31.4 LINEAS DE LIQUIDO
ANSI B31.8 LINEAS DE REFINERIA
ASME RECIPIENTES A PRESION

- C) CONFIGURACION DE LA LINEA.- Uno de los factores más importantes es la longitud de corrida (distancia entre trampas). No existe una fórmula determinada, pues depende de: calidad de las soldaduras, velocidad de corrida, diseño del diablo, condiciones interiores de la línea (rugosa, semirugosa o lisa), y medio en el cual el equipo va corriendo, como guías tenemos:

LINEA DE GAS NUEVA:	180 Km.
LINEA DE PRODUCTOS NUEVA:	240 Km.
LINEA DE CRUDO NUEVA:	320 Km.

Estas distancias son solo referencias, y no indican la distancia máxima que puede viajar un diablo.

- D) ACCESORIOS, CODOS.- Hay cuatro tipos que son normalmente instalados:

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

- 1R: Para paso de esferas
- 1 ½ R: Algunos diablos batching y de limpieza
- 3 R: Para todos los diablos y algunos instrumentados
- 5 R: Diablos instrumentados

Donde R es la distancia desde el centro del radio a la línea de centro del tubo.

Los diablos con cuerpos rígidos, requieren de un tramo recto entre codos, de una longitud igual a dos diámetros mínimo: nunca deben unirse dos codos consecutivamente, siendo los codos de 3R de 90° los más comunes, pues proporcionan flexibilidad para una amplia variedad de diseños.

E) TEES.- Un diablo debe correr en línea recta, por lo tanto, la conexión lateral de la Tee deberá ser del 75% del diámetro interior de la línea principal o mayor, y estar protegida con barras guía, para prevenir el paso del diablo. El diablo deberá ser suficientemente largo para evitar el riesgo de que se pare en condiciones de bajo flujo. Si van a correr esferas, se requiere de una tee especial. Nunca debe unirse una tee a continuación de otra, se requiere utilizar un tramo recto de tubo de una longitud de dos diámetros, mínimo entre tees.

F) VALVULAS.- Se recomiendan de dos tipos: de compuerta o de bola y válvulas check. Se tienen disponibles válvulas check especiales para cuando se van a correr esferas, cabe mencionar que por cada válvula check en la línea se debe agregar una esfera a ese número, antes de recibir la primera.

G) LINEAS DE DIAMETRO DUAL.- Se tienen diablos que cuentan con doble diámetro, para estos se aplican todas las consideraciones anteriores. Se recomienda evitar cambios de diámetro entre trampas de lanzamiento y recepción. El tener menos cambios de diámetro se traduce en un menor desgaste de los elementos sellantes (copas).

H) INDICADORES DE PASO.- Es un accesorio pequeño, pero muy valioso, ya que nos muestra por donde ha pasado y por donde no ha pasado un diablo. Se recomienda instalarlos en las trampas de lanzamiento y recepción, así como en puntos críticos a lo largo de la línea.

En general, algunos criterios utilizados comúnmente, se presentan a continuación:
 Tabla 3.4.- Distancias máximas de recorridos según el servicio del ducto.

SERVICIO	MAXIMA DISTANCIA A RECORRER	
	DIABLOS	ESFERAS
GAS	100 millas (160 Km.)	200 millas (320 Km.)
LIQUIDO	150 millas (240 Km.)	-
CRUDO	300 millas (480 Km.)	500 millas (800 Km.)

3.3.2. *Diseño de parámetros*

I. **Selección del diablo.**

Si el propósito de la limpieza es asegurar que la línea tiene una apertura de diámetro constante a lo largo de toda la línea, desde su inicio hasta su final, entonces el diablo adecuado es el calibrador. El diablo calibrador también puede utilizarse para remover la mayoría de las rebabas de construcción aún existentes en la línea, tales como sobrantes de soldadura.

Ahora bien, si el propósito es limpiar herrumbre, suciedad o pequeñas escamas, un diablo de limpieza estándar puede utilizarse.

Pero, si el propósito es una prueba de desplazamiento de aire o de agua hidrostático, un diablo o esfera de desplazamiento, es usado.

A. **Diablo calibrador**

A.1 El diablo "Kaliper Survey", es una herramienta instrumentada, con tamaño suficiente para grabación del tamaño y localización de las reducciones de diámetro del ducto. Puede detectar abolladuras, arrugas y lugares de raspaduras así como fallas de construcción que cambian el diámetro del ducto 1/2 -pulgada (12.7 mm) o más. El "Kaliper Survey", puede detectar un cambio en el espesor de la línea de 1/8 -pulgada (3.1 mm) o más. Figura 3.1.

A.2 Un diablo calibrador convencional, está equipado con un "borde calibrador" alrededor de la copa frontal que es 92.5% - 95% del diámetro interno de la línea. Figura 3.2.

B. **Diablos de limpieza**

Los diablos de limpieza TDW* emplean dos tipos de elementos de limpieza, conocidos como: cepillos y cuchillas.

Los cepillos pueden ser usados en la construcción de una nueva línea, para remover escamas o depósitos duros adheridos a la pared de la línea. La figura 3.3 es un ejemplo de un diablo de cepillos.

C. **Diablos de desplazamiento (Batching)**

Los diablos bi-direccionales, figura 3.4, son muy efectivos para desplazar aire o prueba hidrostática de agua. Los discos de la capa externa de neopreno incrementan la presión requerida para mover el diablo. Este es una gran ayuda en el terreno de la rugosidad, evitando el peso del agua de forzar el frente del diablo sobre un largo grado de caída. Esto es, si el diablo fuera forzado por delante

rápidamente, el aire frío estaría detrás del diablo. Al tener la línea completamente llena de agua sin aire atrapado, el tiempo requerido para alargar la prueba de presión, es llevado al mínimo. Cualquier remanente de aire en la línea tendría que ser comprimido y requiere un tiempo adicional para las bombas de alta presión. El diablo bi-direccional puede permanecer en la línea mientras la prueba está siendo realizada, luego retrocederlo por agua si se desea.

Los diablos TDW de desplazamiento/batching emplean múltiples copas de uretano que mantienen un sello a través de los codos y diámetro completo en aperturas de división.

El diablo Vantage-IV, figura 3.5, puede ser usado para desplazar aire o agua en una prueba hidrostática. Está equipado con copas cónicas de poliuretano que le permiten al diablo pasar sobre obstrucciones en la línea sin dañar el diablo.

Las figuras 3.6, 3.7 y 3.8, se refieren a algunos ejemplos de diablos existentes, como el diablo para detectar corrosión en un ducto, el diablo instrumentado para ductos de 20" hasta más. El último esquema, (3.8) ejemplifica una fuga localizada en una pared del ducto.

II. Diseño de un diablo

El diseño de un diablo en general, es realmente muy simple, por lo que se mostrará esquemáticamente en qué consiste:

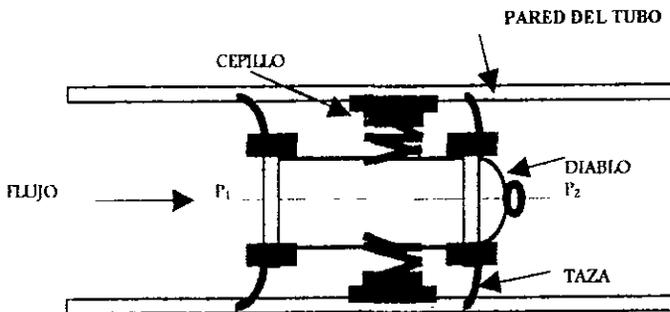


Figura 3.3 Diseño de un diablo.

$$P = P_1 - P_2$$

$$F = (P) * (A)$$

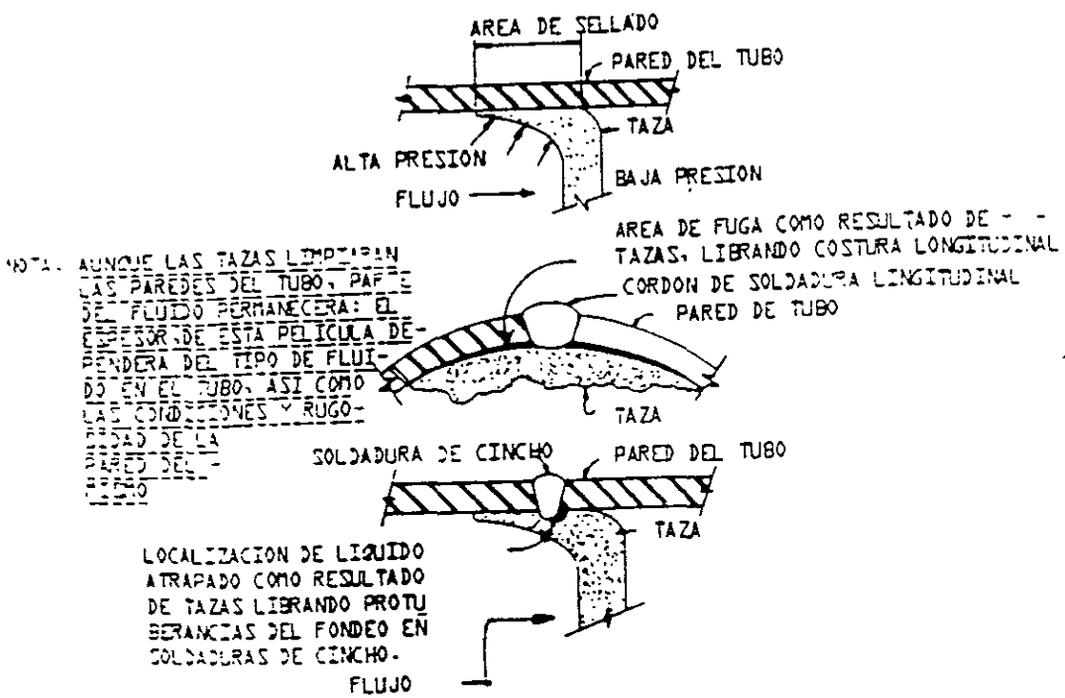


Figura 3.3 Diseño de un diablo (segunda parte).

donde:

P = PRESION REQUERIDA PARA IMPULSAR EL DIABLO

F = FUERZA REQUERIDA PARA IMPULSAR EL DIABLO A TRAVES DEL DUCTO [LBS]

A = AREA DEL TUBO

III. Velocidad

La **velocidad** más efectiva para diablos que tienen como función calibrar, limpiar y desplazar durante la construcción es considerado para ser de 1 a 5 millas por hora (1.60 a 8 Km. por hora). Más agua en una línea que tiene un diablo de desplazamiento/batching se detiene o corre a una velocidad mucho mayor a 5 mph (8 km./hr).

IV. Impulso del diablo con aire

Muchas veces, un contratista puede impulsar un calibrador o un diablo de limpieza con aire a través de secciones cortas de tubería hasta que su personal lo haya movido lo suficientemente lejos.

Como prueba de seguridad, ambas, la velocidad y la presión del aire con el cual se impulsará el calibrador tiene la función de localización de la obstrucción. Un riesgo es cuando se impulsa con demasiada velocidad a través de codos, ya que pueden causarse daños en uno, en otro o en ambos.

La tabla 3.5 enlista varios diámetros de tubería, metros cúbicos por minuto recomendados.

Tabla 3.5. Impulso de diablos por medio de aire

<i>Díámetro de línea</i>	<i>mm</i>	<i>CFM</i>	<i>M³/h</i>
6"	200	100	170
12"	300	300	510
18"	450	700	1,190
24"	600	1,200	2,040
30"	750	1,900	3,230
36"	900	2,800	4,750
42"	1,050	3,800	6,450
48"	1,200	5,000	8,500

V. Impulso del diablo con agua

El agua, como es bien sabido, es uno de los fluidos más comúnmente usado para probar una nueva línea.

Cuando se aplica una prueba hidrostática, se usa un diablo que, por medio del agua saque todo el aire presente en el ducto. Esto provoca una columna continua de agua que fluye a través del ducto, lo cual reduce el tiempo requerido para una bomba de alta presión que lleve a la línea a una prueba satisfactoria.

La consideración principal en estos casos, es, por supuesto, el volumen; sin embargo, esto está limitado por otros factores. La experiencia general en ductos, ha demostrado una capacidad medida suficiente para llenar la línea a una velocidad de una milla por hora (1.6 km. / hr.).

La tabla 3.6 son las recomendaciones para diferentes diámetros de línea. La velocidad de flujo también se muestra en la tabla, con la propulsión del diablo a una velocidad de aproximadamente una milla por hora (1.6 km. / hr).

Tabla 3.6. Impulso de diablos por medio de agua.

<i>Díámetro de línea</i>	<i>mm</i>	<i>CFM</i>	<i>M3/h</i>
6"	200	150	570
12"	300	500	1,900
18"	450	1,000	3,800
24"	600	2,000	7,600
30"	750	3,000	11,400
36"	900	4,500	17,000
42"	1,050	6,000	22,700
48"	1,200	8,000	30,300

La siguiente formula puede ser usada para determinar la velocidad del diablo.

$$S = \frac{0.278(GPM)}{d^2} \quad (3.1)$$

donde:

S = Velocidad en mph

GPM = Galones por minuto

d = Díámetro interno del ducto

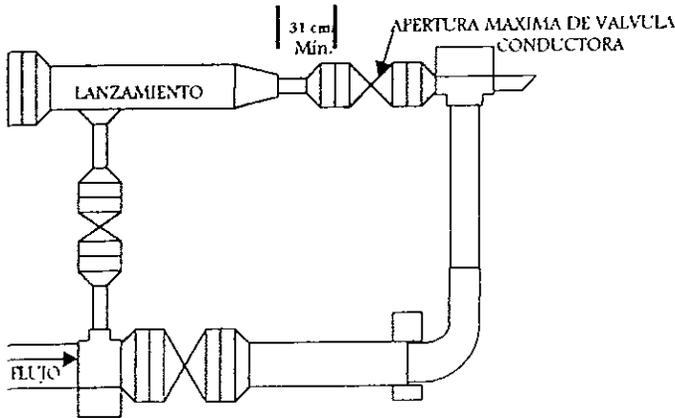
Una bomba de alta presión a una velocidad de 95 GPM (360 litros) a 345 bar es deseable para esta operación de presurizado.

VI. Impulso del diablo con gas natural

Para la prueba de presión, el agua puede ser sustituida por la inyección de gas detrás del diablo. La velocidad puede ser regulada controlando el flujo. No es un método muy utilizado.

3.3.3 Diseño de estaciones de manejo

Las estaciones de manejo, generalmente son mejor conocidas como trampas de limpieza. Los diablos y esferas pueden ser lanzados en líneas nuevas en un extremo del ducto, cerrado, y ser recibido al final del mismo, en otro extremo, también cerrado. La cerradura puede ser un área soldada, o bien un área móvil, con la condición de que el fluido entrará detrás del diablo.



Estación de lanzamiento de raspatubos.

A. Diseño de trampas de diablos.

La trampa consta de un cuerpo cilíndrico (barril) montado sobre una estructura o base, propiamente dicho. En uno de sus extremos lleva una tapa de apertura y cierre rápido y en el otro extremo una reducción concéntrica en el caso de los receptores o una reducción excéntrica cara plana hacia abajo en el caso de los lanzadores, una válvula de paso completo de bloqueo (tipo esfera), una tee especial (radial o de barras guías) y una línea de by-pass o de pateo con válvula (tipo esfera) con paso restringido, venteo drenaje. Ver figuras 3.9, 3.10 y 3.11 para trampas de diablos.

El barril es el dispositivo en el que se realiza la carga y descarga del diablo. En algunos casos, es recomendable la utilización de una bandeja deslizante dentro del barril, lo que facilita la carga y descarga de los diablos, para lo que se requiere sobredimensionar el cuerpo para poder acomodar la bandeja. Ver figuras 3.16-3.19)

OL SILENTO CAPSOULA INTERNA CAPSOULA DI GRABATION TRANSDUCTOR AMPLIFICATOR

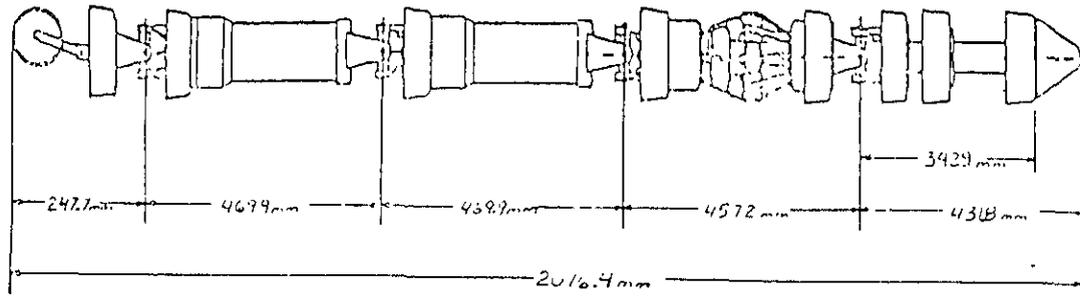


Figura 3.4 Diagrama del instrumento Vetolog de 152 mm.

La longitud del cuerpo de las trampas depende de los procedimientos de operación, servicio y espacio disponible.

En el caso de plataformas marinas, la longitud de los lanzadores y receptores, deberá ser tan pequeña como sea posible. En el caso de trampas que estén en tierra, la longitud puede ser aumentada por la disposición de espacio. A continuación se presentan las especificaciones de lanzadores y receptores en la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Especificaciones de lanzadores y receptores

CONCEPTO	DIMENSIONES RECOMENDADAS	
	Lanzador	Receptor
Diámetro de barril o cubeta	1 a 2 *	1 a 2 *
Longitud de la cubeta	1-1/2 mínimo *	2-1/2 mínimo*
Diámetro de la línea by-pass (línea de pático)	1/4-1/3 **	1/4-1/3 **
Diámetro de la línea de purga	1/6 **	1/6 **
Diámetro de la línea de drenado	2" mínimo	2" mínimo
* pulgadas de diámetro mayor al diámetro de la línea principal	Ejemplo: 18" línea 20" cubeta	IDEM
* veces el diámetro de la línea principal	Como mínimo	IDEM
** veces el diámetro de la línea principal	Ejemplo: 18" línea 6" línea by-pass	IDEM

NOTAS:

1. En las trampas de servicio para líquidos se omite en algunos casos el diámetro de línea de purga.
2. En las trampas de servicio para gas se omite en algunos casos el diámetro para la línea de drenado.
3. La longitud del barril para lanzadores instalados sobre plataformas marinas, puede ser 1-1/2 veces la longitud del diablo desde la línea de by-pass a la soldadura de la reducción y para receptores 1-1/2 veces la longitud del diablo desde la conexión de la línea de by-pass hasta la soldadura de la tapa.

Las figuras 3.11, 3.12, 3.13 y 3.14, son cuatro tipos generales de diseño de trampas para lanzar y recibir diablos y su manipulación. La figura 3.11 es para el manejo de dos lanzadores opuestos. La figura 3.12, transfiere agua de una sección que ya se probó a otra que aún no ha sido probada. Para lanzar un solo diablo, se tiene la figura 3.13. Finalmente, puede verse en la figura 3.14, que pueden ser lanzados varios diablos.

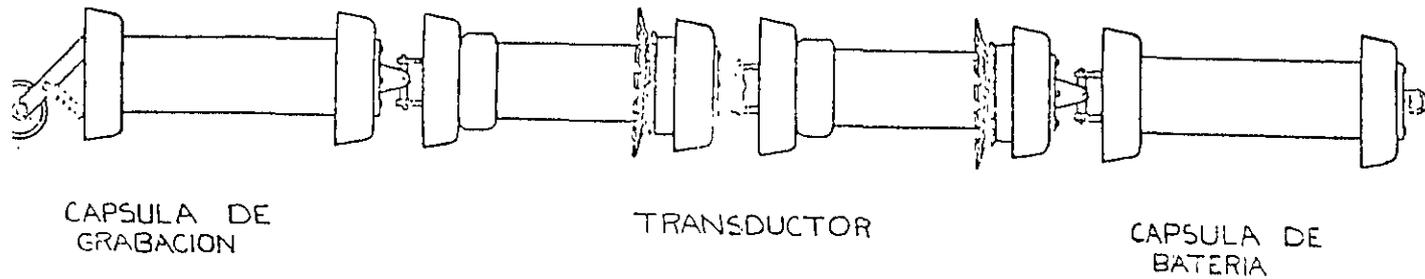


Figura 3.5 Diagrama del instrumento Vetcolog de 203.2 mm.

Una de las mayores precauciones que debe tomarse, es que, un receptor de diablos o un dispositivo similar, deber ser diseñado para prevenir que el diablo se salga de la línea. Una salida no controlada de un diablo puede resultar muy peligrosa para el proceso en sí, aunque también puede causar la muerte de alguna persona.

Un receptor, figura 3.15, puede ser construido a partir de una sección de un ducto. Algunos cortes, iguales a tres o cuatro diámetros de tubería, son cortados de la parte superior, cerca del final del ducto, el cual va a limpiarse. En el otro extremo, una lámina raspada se instala con puntos de soldadura a la línea. El receptor está unido a la línea con un acoplamiento mecánico. Este arreglo solo provocará un diablo sin control, que no avanzará más de unos cuantos pies de distancia dentro de la línea.

Ahora bien, si la línea no tiene receptor, un diablo sin control, saldrá del ducto y viajará algunos cientos de pies.

La trampa de diablos horizontal ha resultado la más conveniente para servicios generales en instalaciones tanto de succión como de descarga. Una trampa horizontal con un barnil o cubeta sobrediseñado se montaría sobre una base de peso conveniente. La trampa deberá tener una válvula de apertura total, cierre final, un by-pass adecuado, drene, además de líneas de venteo o desfogue.

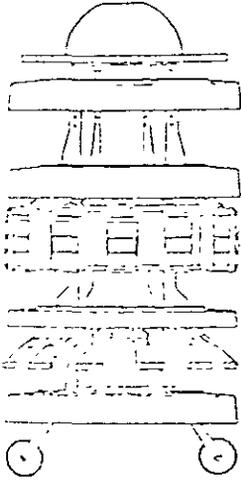
La localización de una trampa de diablos depende de la posición de las líneas, si 'van o vienen', valga la expresión, además de la succión y la descarga. Si es posible, las trampas deberán estar localizadas donde la manipulación de los diablos resulte ser menos difícil. Una plataforma de concreto debajo de la cubeta, da tanto limpieza como seguridad.

I. Diseño de lanzador - Gas

En este trabajo, se plantea la limpieza de un ducto de transmisión de gas natural. **La figura 3.16 explica las partes del lanzador de diablos para un ducto de transporte de gas natural.** El diámetro de la cubeta de lanzamiento es usualmente 1 a 2 tamaños más diámetro que el resto de la línea.

La longitud de la cubeta deberá ser al máximo, 1 ½ veces mayor que el diablo más grande que será utilizado. La cubeta está equipada con una cerradura final de rápida-apertura. Una línea de by-pass de ¼ a 1/3 entra a la trampa al punto más cercano del fin del lanzador, tal que el flujo entre por detrás del diablo.

La línea de desfogue es de 1/6 de la línea y se localiza en la parte más alta de la cubeta cercana al final de la misma.



NUEVO INSTRUMENTO DEFORMACION/CORROSION
48" DIA.

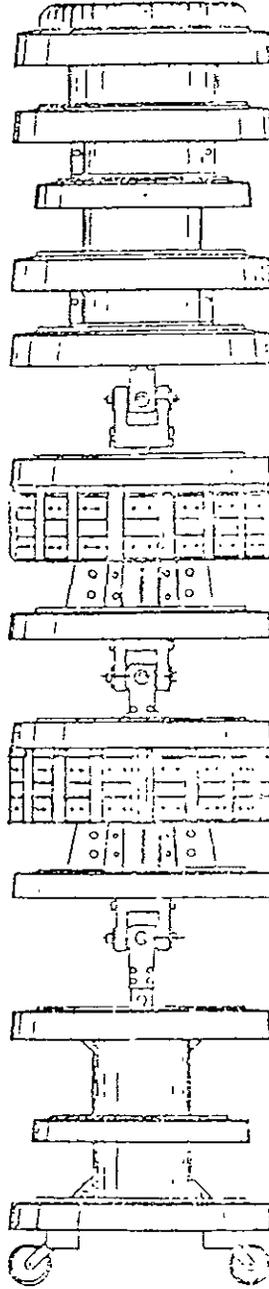


Figura 3.6 Instrumento de corrosión existente.

El indicador de señal de diablos, será instalado cercano a la línea de descarga, de modo tal que indique el paso del diablo hacia la línea principal.

Para facilitar la apertura y cierre de la válvula de descarga de la estación, la línea de descarga tie-in usualmente entra del lado de la línea principal en la parte superior. La apertura está equipada con barras guía con diámetro interno igual al del ducto, con el objeto de prevenir que el diablo se atore o cause algún problema en el flujo de gas.

B. Trampas de esferas.

Los lanzadores y receptores de esferas difieren de las trampas de diablos en que la longitud del cuerpo (barril) es aumentada para lanzamiento múltiple, esta característica de las esferas las hace fácilmente adaptables para lanzamiento automatizado. También en el ángulo de inclinación del barril, el cual dependerá del tamaño de la trampa y cantidad de esferas, ya que un inadecuado ángulo del barril pudiera dañar a las esferas del fondo, así como el anexas barras guía a la tee de conexión con la línea de servicio, con el fin de no desviar el recorrido de la esfera. Figuras 3.17 y 3.18.

Tabla 3.8 Especificaciones de lanzadores y receptores de esferas.

CONCEPTO	DIMENSIONES RECOMENDADAS	
	Lanzador	Receptor
Diámetro del barril	2" mayor que el diám. de la línea principal	
Longitud del barril	Dependerá de la cantidad de esferas a utilizar (comúnmente de 10-15)	
Diámetro de la línea igualadora de presión	1/6 *	1/6 *
Diámetro de la línea de purga	1/6 *	1/6 *
* Veces el diámetro de la línea de servicio		

NOTA:

La longitud del barril para trampas localizadas en plataformas marinas deberá incluir un factor de seguridad para el caso que el programa de recarga no pueda cumplirse y la corrida deba ser mantenida para prevenir el paro del servicio.

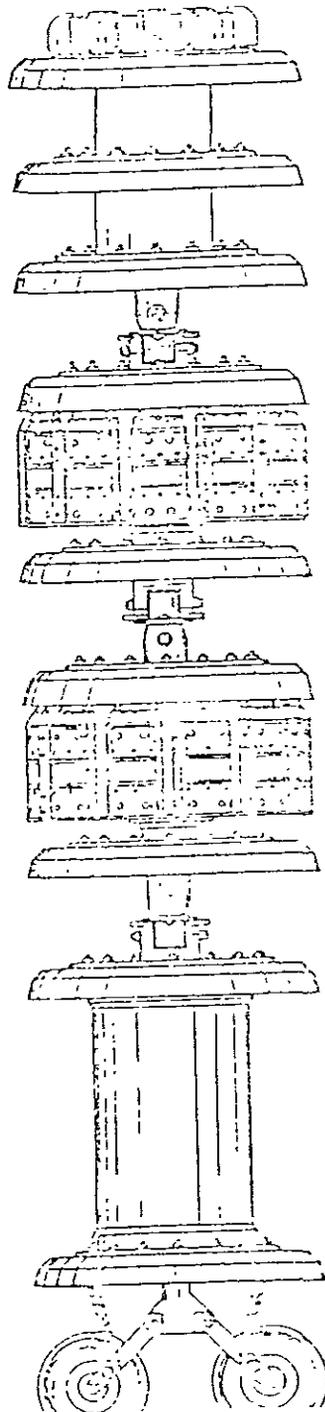


Figura 3 7 Diagrama del instrumento Vercolog de 20" y más.

Tabla 3.9 Angulos recomendados para el barril de lanzadores y receptores de bola.

DIAMETRO NOMINAL PLG	ANGULO DEL MECANISMO LANZADOR (GRADOS)	ANGULO DEL BARRIL (GRADOS)
4 A 8	45	15
10 A 20	20	10
22 A 48	20	5

Datos según B.C. Webb, Senior Staff Engineer de C.E. Crest Engineering, TULSA.

Este tipo de trampas cuentan con un dispositivo de lanzamiento de esferas, en el cual puede programarse la secuencia que se necesite para enviar las esferas.

C. Recomendaciones para la utilización de trampas de diablos y esferas.

- C.1. Una combinación de lanzadores de diablos y esferas, pueden ser diseñados para condiciones especiales, donde las esferas son requeridas para control de líquido y los diablos son para operaciones de limpieza periódica.
- C.2. Se utilizan primordialmente corridas de esferas cuando se desean controlar líneas de servicio cortas y con numerosos cambios de dirección, ya que los diablos requieren para pasar por una curva que el radio de esta sea de 1.5 a 3 veces el radio de la línea, los diablos de cuerpo de metal rígido necesita un tramo recto entre curvas equivalente a dos diámetros de tubería mientras que las esferas solo necesitan un radio mínimo igual al radio de la línea, el tipo de diablo que puede compararse con la esfera es el tipo espuma (foam-pig) ya que sus características son similares a las esferas.
- C.3. Los diablos tienden a pararse cuando encuentran obstrucciones mínimas tales como rebordes de soldaduras, el diablo estará parado hasta que la cantidad de fuerza sobre él sea mayor a la ejercida por la tubería y el reborde de la soldadura, esto se presenta comúnmente en diablos metálicos de limpieza e inspección (ver figura 3.17).
- C.4. Los lanzadores de esferas son fácilmente adaptables para lanzamientos automatizados.
- C.5. Las esferas tienen dificultad para atravesar válvulas check a flujos bajos; los diablos para poder atravesarla, deberán ser lo suficientemente largos para restringir el flujo y mantener una caída de presión tal que mantenga al diablo en movimiento.

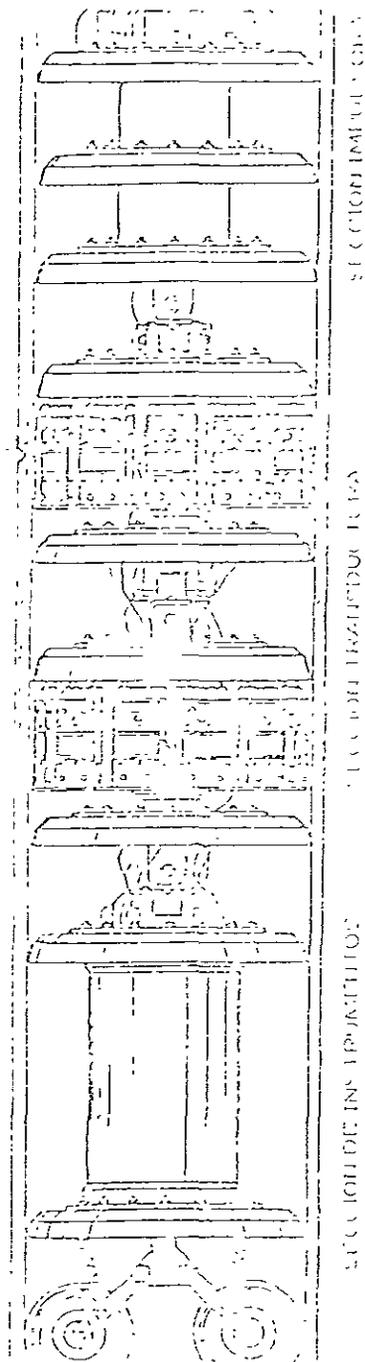


Figura 3 8 Fuga de flujo magnético en picadura de corrosión

D. Códigos estándares y normas aplicables para el diseño de trampas de limpieza en general.

Por lo general, los códigos y estándares aplicables para el diseño (ingeniería básica) de las trampas de limpieza para el paso de diablos o esferas está sujeto al tipo de servicio y operación a donde serán usados, pero generalizando, la ingeniería básica, se tiene lo siguiente:

- D.1. Diseño del barril. Cuando se trata de servicio para gas, aplicamos el estándar ANSI B-31.8 (línea para servicio de gas) y cuando se trata de líquido, se aplica el ANSI B-31.4 (línea para servicio de crudo). Algunos clientes solicitan en ocasiones que el diseño del barril se haga en base al código ASME sección VIII, divisiones 1 y 2.
- D.2. Diseño de la línea by-pass. Para el servicio de gas y líquido se usa el estándar ANSI B.31.3.
- D.3. Diseño de la línea de desvío. En este caso, se aplican los estándares ANSI B-31.4 y B-31.8, respectivamente, para servicios de crudo y gas.
- D.4. Diseño de la tapa de apertura y cierre rápido. El diseño de la tapa para todos los servicios deberá hacerse conforme al código ASME sección VIII, división 1.
- D.5. Accesorios y bridas para ductos. Todos los accesorios, codos, tees, reducciones, coples soldados, deberán cumplir con el estándar ANSI B.16.9 (Accesorios para tubería) con diámetros desde ½ hasta 14" inclusive para diámetros de 16" en adelante, se aplicará el estándar MSS-FP-75. (Especificaciones para accesorios soldables de tubería).

La selección de bridas debe hacerse de acuerdo al rango especificado para operación, usando el estándar ANSI B.16.5 bridas soldables para tuberías en diámetros pequeños que van de 1" a 14" y para diámetros de 16" en adelante el estándar MSS-FP-44 bridas soldables para tubería.

- D.6. Accesorios especiales. Los accesorios especiales como weldolts, theadolts y elbolets están especificados bajo catálogo BONY AND FORGED que es el único fabricante que tiene la patente de estos accesorios. Para el desvío de gas y líquido se usa el estándar ANSI B.31.3.

Figura 3.9 Sistema de trampas scraper.

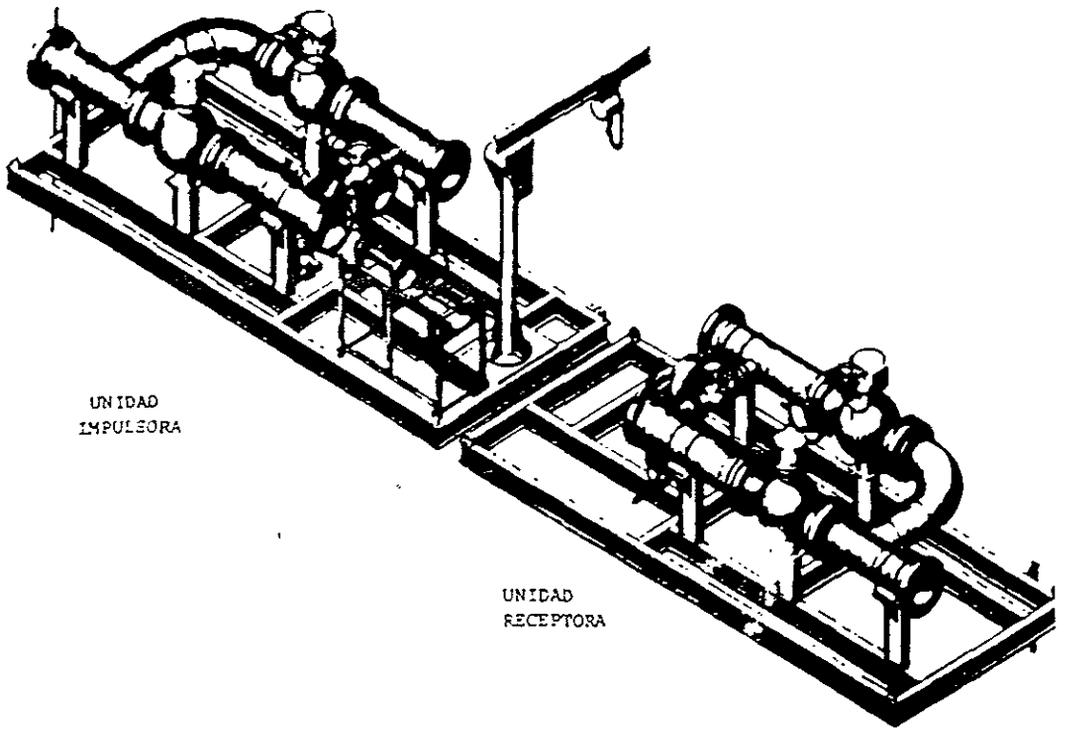


Figura 3.10 Trampa scraper impulsora.

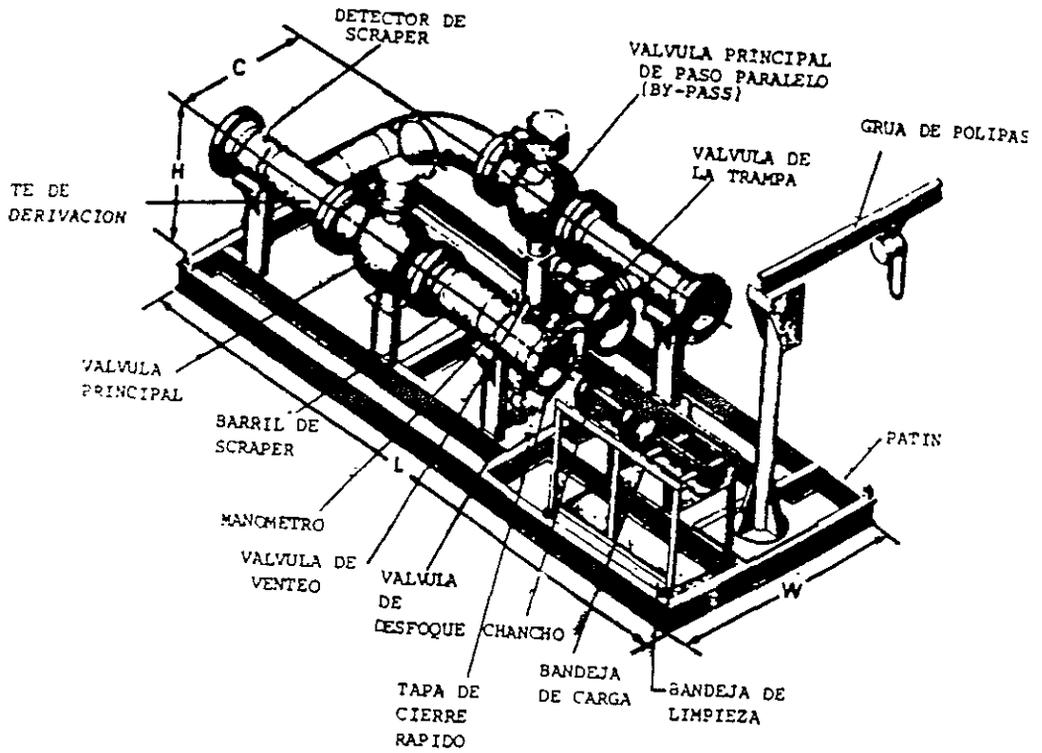
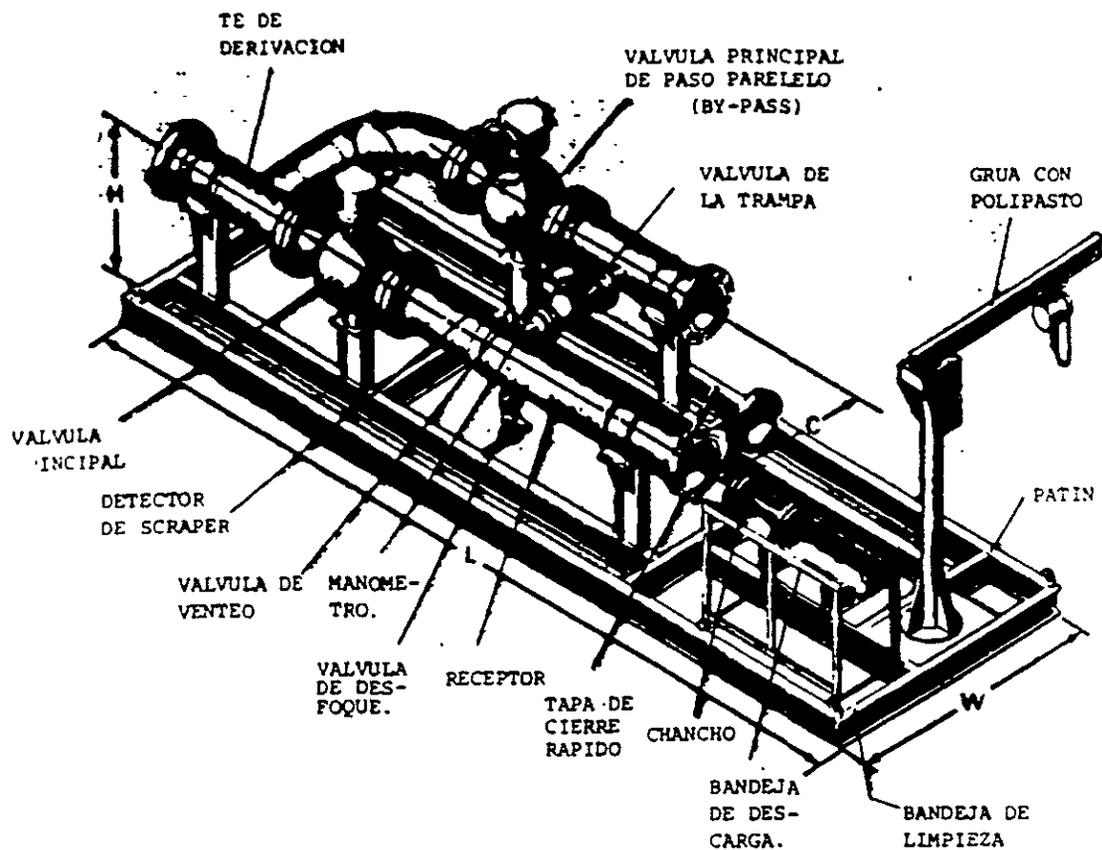


Figura 3.11 Trampa scraper receptora.



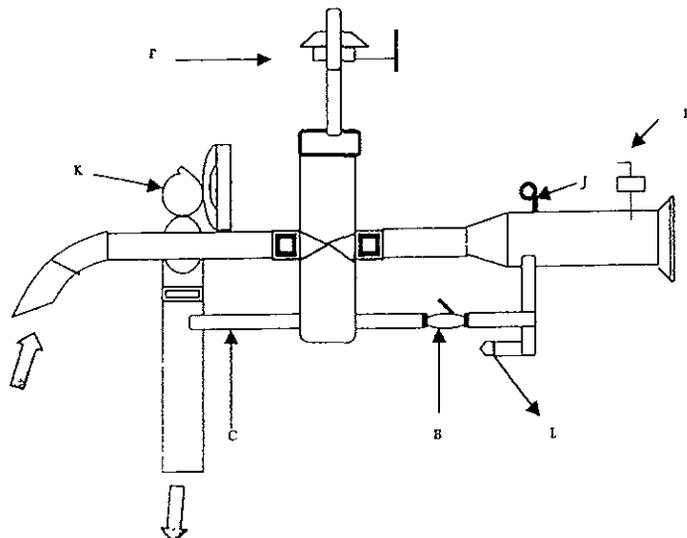


FIGURA 3.13 INSTRUMENTACION GENERAL DE LANZADOR DE DIABLOS PARA LIQUIDO

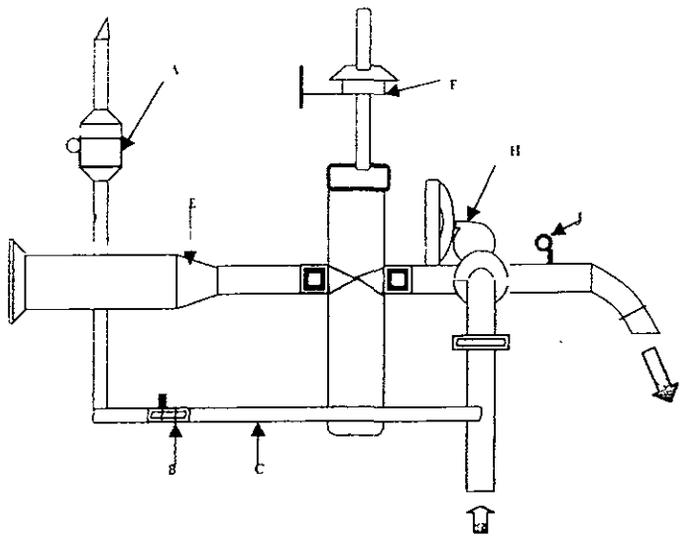


FIGURA 3.14 INSTRUMENTACION GENERAL DE RECEPTOR DE DIABLOS PARA GAS

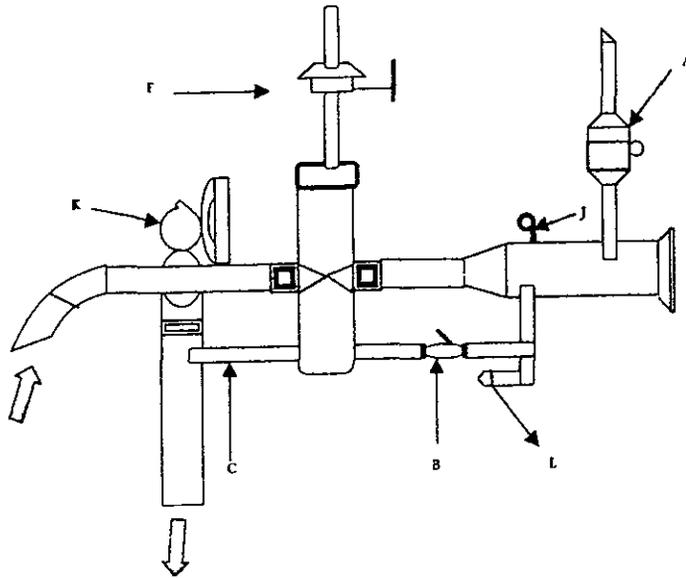


FIGURA 3.15 INSTRUMENTACION GENERAL DE LANZADOR DE DIABLOS PARA GAS

3.4 INDICADORES Y LOCALIZACION DE LOS SISTEMAS

3.4.1 Indicador de ruta seguida por diablos

Es importante entender la diferencia existente entre indicador de ruta seguida por diablos y ubicación de diablos. La primera definición corresponde al monitoreo sistemático de un diablo en movimiento en diferentes sitios seleccionados según su progreso a través de la línea. La ubicación del diablo es definitivamente la posición exacta de un diablo que ha detenido su marcha debido a alguna razón y se estaciona en algún lugar de la línea.

Se tiene entonces que dependiendo del uso de cada sistema de limpieza y aplicación es muy probable que puedan surgir problemas, que ameriten el uso de un indicador.

Por lo general, cada lanzador y receptor de diablos está provisto de un indicador mecánico que se activa con el paso del diablo o la esfera. Este indicador está en su forma más simple. Ahora bien, durante la vida útil de los ductos, es necesario que se haga una corrida de diablos especial junto con la corrida normal.

Esta corrida especial estará conectada con un monitor de inspección y probablemente consistirá de varias corridas, donde se remuevan materias extrañas (tanto ferrosas como no ferrosas), y finalmente hacer la corrida del vehículo de inspección.

Alternativamente, puede hacerse un ejercicio de limpieza final de la línea, usando un diablo propulsado por nitrógeno o agua, para desplazar gas o producto. A continuación se describe las razones por las cuales se debe utilizar un indicador de diablos e estos casos:

- (A) Confirmación de que el diablo fue lanzado de manera correcta y está viajando a través de la línea.
- (B) Conocer la velocidad precisa con la que está viajando el diablo y saber en qué partes de la línea ha perdido velocidad y por qué (debido a accesorios o ampliaciones y disminuciones de tubería).

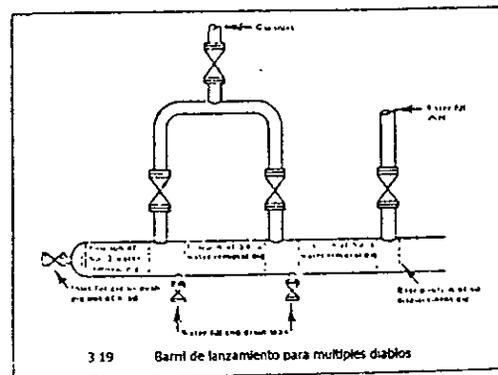
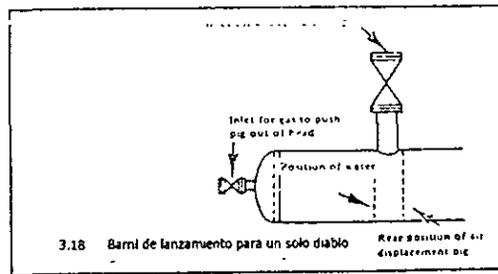
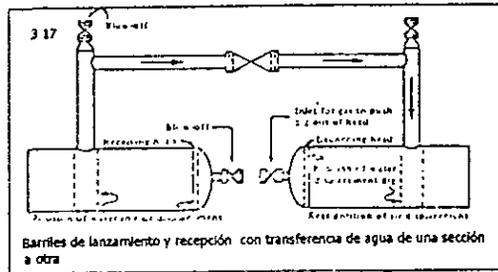
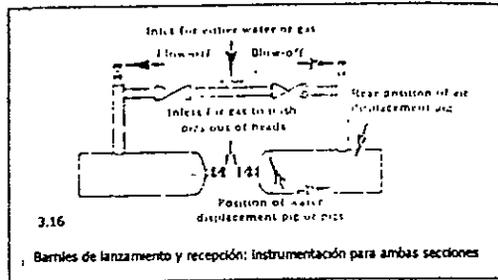
3.4.2 Localizador de diablos

Este tipo de elemento, es para establecer la localización de un diablo perdido en una línea. Si el diablo en cuestión es uno estándar que no tiene dispositivos de transmisión de señales, será necesario correr un localizador de diablos, el cual deberá correr tan lejos como se encuentre el diablo perdido, ya sea para echarlo a andar por sí mismo o empujarlo hasta la salida. Esto sucede con frecuencia cuando el diablo se colapsa o se rompe.

Cuando un diablo no llega al receptor, el operador normalmente continúa bombeando con la esperanza de que el diablo en cuestión eventualmente arribe y, con frecuencia esto sucede. Realmente son pocas las ocasiones en que es necesario introducir un localizador. Cuando pasan días y el diablo no ha llegado, la práctica usual es enviar otro diablo no instrumentado, que pueda liberar al punto de la obstrucción, dando solución al problema. Y en realidad no es común que los operadores envíen diablos tales que bloqueen ya sea sustancial o completamente la línea.

Las recomendaciones para evitar que un diablo no llegue al receptor pueden ser:

1. *Asegurarse de que el diablo se envió.* Es ridículo, pero ha habido ocasiones en que no llegan los diablos hasta que no se revisa el lanzador, pues el diablo aún se encuentra en puerta, esto es, *checarlo visualmente.*
2. *Checar si todas las válvulas de la línea principal están en posición completamente abierta.*



Figuras 3.16, 3.17, 3.18 y 3.19 : Especificaciones de los barriles

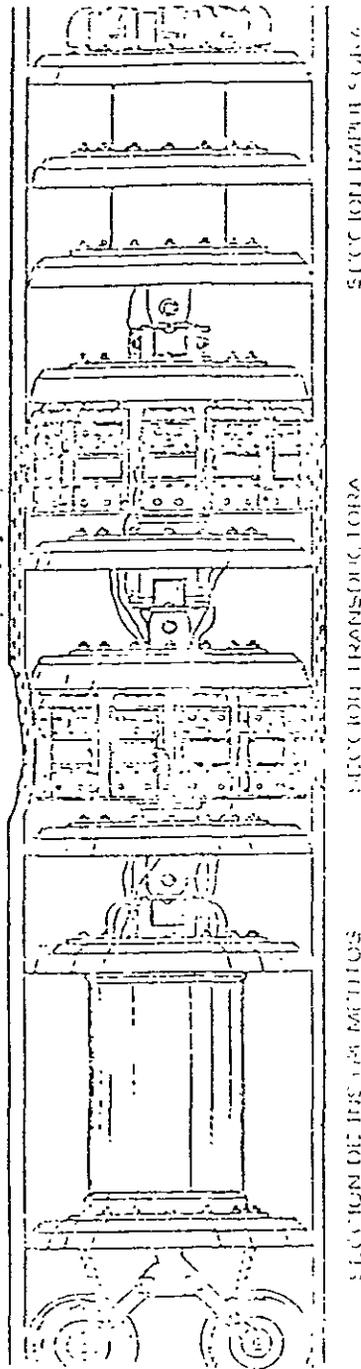


Figura 3 20 Daño mecánico sin fuga de flujo magnético.

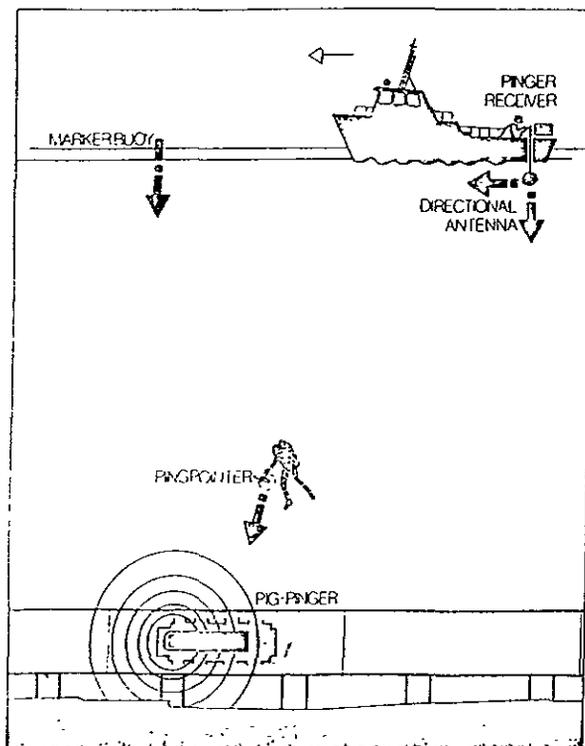


Figura 3.21 Aplicación típica de localización de un diablo en un gasoducto localizado en el fondo del mar.

3. *Examinar la tabla de presiones aplicable a un diablo específico, pues puede habersele enviado con mucha presión y resultó muy violento o pudo ser todo lo contrario.*

Asumiendo que se ha cumplido al pie de la letra las recomendaciones anteriores, el operador debe llamar a un especialista para usar un equipo como el localizador de diablos. Este localizador no debe ser enviado para sustituir al diablo perdido. Es un buen elemento para saber que el diablo instrumentado falló o se rompieron las piezas; así es más fácil enviar luego de arreglar el problema, un diablo igual al diablo problema, para dar una operación normal. Si, después del segundo lanzamiento este también falla, entonces el especialista en localizadores de diablos estará muy ocupado.

3.4.3 Indicadores permanentes de diablos

Es necesario discutir los indicadores que se encuentran tanto en lanzadores como receptores de diablos, su nombre son los indicadores permanentes de diablos. Es la forma más simple de indicadores de diablos. Existen dos tipos disponibles: el más popular es el ampliamente usado es el indicador de penetración mecánico y el otro es el indicador de penetración magnética.

i. Penetración Mecánica

El principio de operación es incorporar una forma de proyección en la línea que pueda ser activado al pasar un diablo o esfera. El mecanismo, que estará instalado en un protector especial para así estar soldado correctamente sobre la línea, puede ser removido para reparación o mantenimiento, tratando de que soporte las mayores condiciones de flujo y de presión. Cuando el diablo o la esfera pase, el indicador activa la proyección, un mecanismo que active la señal ya sea local o remota. La señal local puede ser la rotación de una tapita marcada o bien la erección de una bandera de color. Para operación remota usualmente da lugar en el cuarto de control, que está a una cierta distancia de la línea, ya sea hidráulica o neumáticamente. Adjunto al indicador, las señales podrán ser enviadas directamente a un actuador para que abra o cierre alguna válvula de paso.

Algunos indicadores detectan el paso de los diablos en ambas direcciones (bi-direccional) mientras otros operan en una sola dirección (uni-direccional) y es importante especificar cual es requerido en el momento de ordenarlos. Normalmente, se piden en el momento de la construcción del ducto, pero en ocasiones, las líneas ya están instaladas y es necesario insertar uno. Algunos de los dispositivos generalmente disponibles en casi todos los indicadores son:

- a) Indicador local visual – encendido manual;
- b) Indicador remoto eléctrico o manual – encendido automático;
- c) Desmontable bajo presión y flujo;

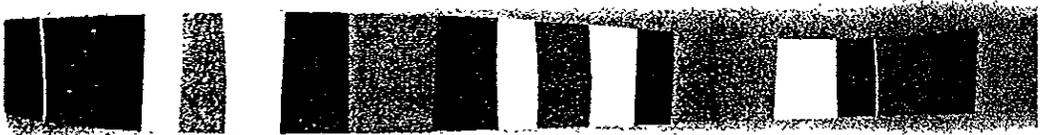
- d) Rangos de presión ASA Class 1500:
- e) Niple de paso o pestaña:
- f) Materiales varios y sellos para protegerse del contenido de la línea si es material corrosivo.

ii. No penetrante

Estos operan con el principio de usar un sensor magnético adherido con una banda a la línea, el cual detecta un cambio en el sensor magnético causado por el paso de un diablo o una esfera, encendiéndose una pequeña luz indicadora permanente. Pueden ser instalados como un dispositivo permanente con una facilidad de indicación, es decir, para su uso en diferentes ductos.

Este dispositivo se localiza adherido a una banda a la línea o para operación temporal. Un empaque magnético es adherido al diablo.

CAPITULO 4.



PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION Y LIMPIEZA

4.1 INFORMACION NECESARIA PREVIA

Para poder llevar a cabo una corrida de inspección y limpieza de un ducto, es necesario tener presentes algunos detalles para un buen trabajo, que se refleje en una buena limpieza de la línea.

4.1.1 Requisición

El propósito de esta requisición es primordial. Cuando exista un conflicto aparente entre la requisición, hojas de datos y esquemas de trampas de diablos, el proveedor deberá solicitar una aclaración escrita por parte del cliente.

El proveedor de trampas de diablos debe ajustar su cotización a la capacidad, composición y propiedades del gas que se indican en las hojas de datos anexas. El cumplimiento con esta requisición no libera al proveedor de la responsabilidad de suministrar el equipo con los materiales y mano de obra que cumplan con las condiciones de diseño especificadas. El proveedor deberá entregar al cliente una garantía por escrito, buena por un periodo de doce meses después del arranque del equipo o dieciocho meses a partir de la fecha de entrega, cualquiera que sea primero.

La garantía del proveedor deberá incluir tanto la mano de obra, como el reemplazo o reparación de cualquiera de las partes o materiales del equipo, bajo su propio costo, durante la vigencia de la misma.

Para los paquetes del lanzador de diablos y del receptor de diablos, los proveedores incluirán en sus propuestas listas de repuestos mínimos necesarios para la operación de los equipos.

Las listas cubrirán las siguientes necesidades:

- (A) Partes de repuesto para asegurar la continuidad del funcionamiento de cada equipo en servicio normal y condiciones de operación "base continua", durante un periodo de cinco años (aproximadamente) por desgaste y degradación en función de la vida útil de cada una de sus partes. En la oferta, serán indicadas la denominación y número de parte.
 - (B) Repuestos para reparaciones de emergencia no contemplados en el mantenimiento normal según (A) y para un lapso de 5 años.
- La lista deberá cotizarse con precios unitarios.

Todas las piezas deberán ser identificadas por su número de parte y se proveerá con la oferta del catálogo correspondiente.

4.1.2 Inspección y prueba

La cotización deberá incluir las pruebas necesarias básicamente:

- (A) Las soldaduras a tope serán 100% radiografiadas en un todo de acuerdo a ASME Sec. VIII, Div. 1, la inspección recibirá los films originales, las soldaduras de filete se verificarán con tintas penetrantes.
- (B) Las chapas de refuerzo serán probadas con aire a una presión de 1 Kg/cm², e inspeccionadas las soldaduras de unión con una solución jabonosa. Esta prueba se hará antes de la prueba hidráulica.
- (C) La prueba hidráulica se hará con una presión de 105 Kg/cm² y siguiendo las prescripciones del código ASME Sec. VIII, div. 1, previo a la prueba todas las soldaduras se limpiarán suficientemente como para permitir una inspección adecuada.
- (D) Los materiales, fabricación y pruebas del equipo deberán estar sujetas a la inspección de parte de Gas del Estado (PEMEX GAS), quien deberá tener libre acceso al taller del fabricante mientras el trabajo está siendo ejecutado.

4.1.3 Requisitos de la propuesta

La cotización no estará considerada si en la misma no se incluye la información requerida con los siguientes puntos:

- (A) Dibujos y catálogos del equipo solicitado.
- (B) Hojas de datos y formatos del cuestionario técnico, debidamente complementado por el proveedor.
- (C) El proveedor garantizará los equipos contra un diseño inadecuado, materiales defectuosos, seguridad del personal y operación no satisfactoria, de acuerdo a las condiciones de servicio especificadas en las hojas de datos.
- (D) El incumplimiento y desacuerdo en las especificaciones de diseño, construcción y operación de los equipos causará el rechazo total de los mismos.

4.1.4 Equipo Vetcolog

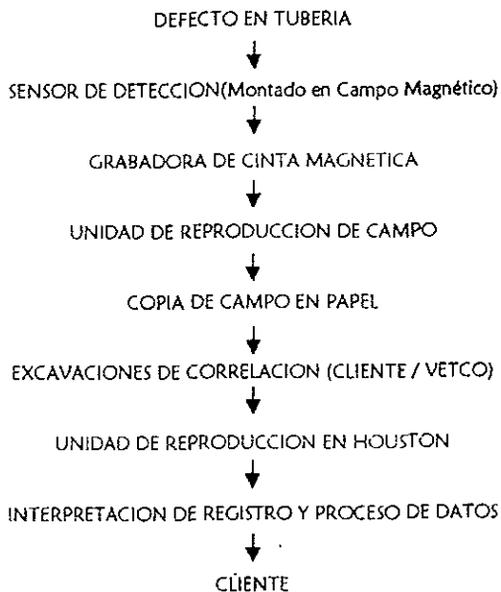
Para nuestro caso, se tomará el instrumento Vetcolog, ya que es el más utilizado por PETROLEOS MEXICANOS para la inspección y limpieza de sus ductos.

En términos generales, el instrumento Vetcolog detecta y con certeza localiza todas las anomalías físicas en un ducto construido de material ferro-magnético que tenga una dimensión transversa significativa.

Este instrumento opera basándose en el principio de fuga de flujo magnético. Es sensible a todas las discontinuidades de carácter interno o externo. Una discontinuidad puede ser en forma de pérdida de metal tal como corrosión, defecto de manufactura y daño mecánico o bien en forma de exceso de metal (rebabas) como aquellas encontradas en soldaduras, parches, bridas, válvulas, etc. Otra forma de discontinuidad detectable primariamente por razones mecánicas en vez de flujo magnético es la deformación de la curvatura de la tubería. Ejemplos de este último caso son las abolladuras, ampollas de hidrógeno o curvas con arrugas y combas.

4.2 ORGANIZACION DE LA INFORMACION

Antes de comenzar con la introducción del sistema de inspección y limpieza, es necesario organizar la información, de modo tal que se siga una secuencia para el procedimiento, evitando así errores o problemas que pueden evitarse perfectamente.



4.3 COORDINACION Y COMUNICACION

Para que se pueda esperar un buen trabajo entre el cliente y la compañía que hará el estudio (para este ejemplo PEMEX-VETCO), es necesario analizar sus trabajos al punto de sus habilidades, va a ser muy importante que sea establecido un patrón de comunicación eficiente y sea mantenido por el personal de ambas empresas, tanto en campo como en oficina.

Buenas comunicaciones deben eliminar los siguientes problemas:

1. Cargos de espera a PEMEX.
2. Re-corridas causadas por culpa de VETCO.
3. Re-corridas causadas por culpa de PEMEX.
4. Problemas de programas de trabajo tanto de PEMEX como de VETCO.
5. Malentendidos entre el campo, ciudad de México y Houston.

Antes del comienzo de cada proyecto debe ser primordial una junta de ante-proyecto en el campo entre VETCO y PEMEX. Mediante esta junta los siguientes puntos deben ser tocados:

1. Transferencia de los mapas de los ductos a inspeccionarse y una lista correcta de los imanes que van a colocarse.
2. Discusión de itinerarios.
3. Tasas de flujo y aceptabilidad de parte de VETCO.
4. Procedimiento de lanzamiento y recepción del equipo VETCOLOG.
5. Seguridad.
6. Intercambio de teléfonos, incluyendo los números particulares si es posible.
7. Establecer claramente quien va a estar a cargo del proyecto, tanto de parte de VETCO como de PEMEX.
8. Cualquier área problemática que podría afectar la habilidad de VETCO o PEMEX como de VETCO para realizar la inspección en una forma exitosa.

Es importante que una compañía entienda las limitaciones y problemas de la otra. Sólida y buena comunicación es la respuesta a muchos obstáculos.

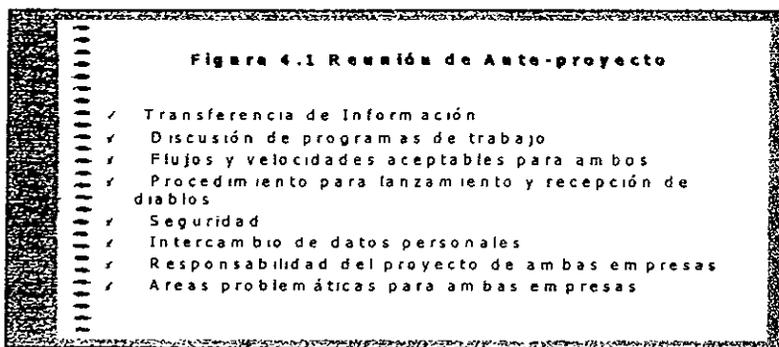
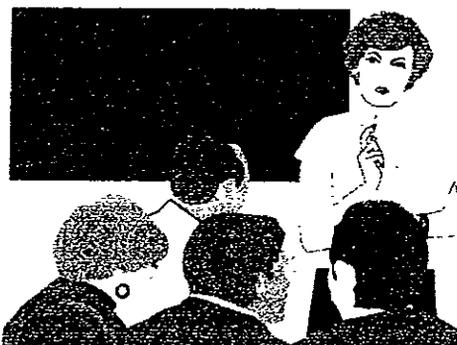


Figura 4.2 ¡LA COMUNICACIÓN ES IMPORTANTE!



Es necesario para el personal de VETCO preparar adecuadamente el instrumento Vetcolog para que la corrida tenga éxito.

Así mismo, es necesaria la información necesaria para realizar con precisión defectos en relación a puntos conocidos a lo largo de la tubería. Sin una correcta ubicación de estos puntos conocidos, pueden ocurrir costosas e innecesarias excavaciones sin localizar el área precisa de la tubería.

4.4 DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO

4.4.1 Principios generales

Los instrumentos Vetcolog son completamente autocontenidos y operan basándose en el principio de localizar las fugas en el flujo magnético creadas en la vecindad de las anomalías e imperfecciones a medida que el instrumento pasa a través de la tubería (Figs. 3.4 y 3.5)

4.4.2 El instrumento Vetcolog

El instrumento Vetcolog consiste de tres elementos principales; la presión impulsora en el frente, la sección combinada de imanes y transductores en el centro y la de amplificadores electrónicos y sistemas de grabación en la parte trasera del instrumento.

4.4.3 Sección impulsora

Las baterías localizadas en la sección delantera proveen la energía necesaria para el instrumento Vetcolog para las corridas. La sección impulsora está centralizada por copas de poliuretano. Las copas no permiten que se produzca un diferencial de presión, causando este a su vez que el instrumento se mueva dentro de la tubería.

4.4.4 Sección transductora

La sección en el centro está provista de un número adecuado de zapatas transductoras montadas en dos anillos para equiparlas y estas a su vez mantienen un contacto estrecho entre los sistemas sensores y la superficie interior de la tubería a través de la corrida de inspección. Los sensores cubren los 360 ° completos de la circunferencia del ducto con un amplio margen de empalme. La suspensión de los sensores posee un factor de colapso suficiente para que le permita al instrumento pasar a través de reducciones localizadas en el diámetro interior del ducto sin que esto cause daños al equipo.

A medida que el instrumento pasa a través del ducto, Un activo de flujo magnético es introducido a la pared de la tubería. Señales electrónicas son generadas de la fuga de campo magnético es inducido a la pared del ducto. Señales electrónicas son generadas de la fuga del campo magnético causadas a su vez por anomalías de carácter interno o externo del material del ducto. Esta fuga de flujo magnético se detecta por los dos grupos de sensores colocados en posición tal que se cubra, como ya se ha señalado, los 360° del ducto.

4.4.5 Sección instrumentada

La sección trasera consiste en el sistema electrónico completo y los instrumentos de grabación donde todas las señales son procesadas y documentadas en una cinta magnética. Anexado a la sección trasera del instrumento se encuentran dos ruedas de odómetro cuya función es la de medir la distancia.

Estas tres secciones están unidas por uniones universales, las cuales hacen que el instrumento pueda negociar efectivamente en los virajes que tenga que hacer en las curvas normales del ducto.

4.4.6 Sistema de reproducción

Al finalizar la corrida la cinta magnética es removida del instrumento. El sistema de reproducción entonces recobra y procesa la información que fue acumulada en la cinta magnética. Esa información procesada se envía a un oscilógrafo de rayos de luz donde es transferida al papel para que la persona que lo vaya a interpretar tenga un formato visual sobre el cual revisar e interpretar los datos de la inspección.

4.4.7 Interpretación de las gráficas/capacidad de detección

La gráfica resultante es un registro de las indicaciones producidas por las anomalías localizadas en la tubería durante la corrida del diablo instrumentado. El instrumento detectará anomalías internas o externas dependiendo de la extensión de la penetración o deformación de las mismas en la pared de las mismas en la pared del ducto.

Los tipos de anomalía que se detectan son los siguientes:

- ❖ Picaduras de corrosión
- ❖ Daño mecánico
- ❖ Ranuras, abolladuras, magulladuras y arrugas
- ❖ Puntos duros
- ❖ Defectos de fabricación
- ❖ Marcas de esmerilado

- ❖ Ampollas de hidrógeno
- ❖ Rajaduras circunferenciales
- ❖ Otras imperfecciones tridimensionales

En adición a corrosión y otros tipos de defectos, la gráfica claramente indica muchos otros incidentes de la tubería que ayudan a correlacionar la misma con los puntos conocidos a lo largo de la línea.

Dependiendo de la masa de metal y su proximidad a la pared del ducto, se pueden detectar normalmente los siguientes:

- Soldaduras periféricas de referencia
- Válvulas
- Tes
- Secciones de transición en las cuales hay un cambio significativo de espesor
- Bridas aislantes
- Tomas o taponos
- Juntas cortas
- Drenajes
- Sensores de temperatura
- Metales cercanos

- Soldadura espiral
- Detectores de diablos limpiadores
- Envolturas de protección
- Abrazaderas
- Dobleces especiales
- Medidores de flujo
- Bridas de anclaje
- Reductores
- Respiraderos
- Sensores de presión
- Cerraduras soldadas
- Weldolets

4.4.8 Especificaciones del equipo

1. Velocidad

Mínimo: 1.6 km./hora
Máximo: 16.0 km./hora

2. Los instrumentos de 6 y 8 pulgadas tienen 12 canales en la gráfica descrita a continuación:

- i. Ocho canales para detección de corrosión
- ii. Dos canales para detección magnética
- iii. Un canal para odómetro
- iv. Un canal para orientación

3. Los instrumentos de 10, 12, 14 y 16 pulgadas respectivamente, tienen 14 canales en la gráfica, descritos a continuación:

- i. Diez canales para detección de corrosión
- ii. Dos canales para detección magnética
- iii. Un canal para odómetro
- iv. Un canal para orientación

4. El instrumento de 20 pulgadas tiene 21 canales en la gráfica descritos a continuación:

- i. Dieciséis canales para detección de corrosión
- ii. Dos canales para detección magnética
- iii. Dos canales para odómetro
- iv. Un canal para orientación

5. Los instrumentos de 24 y 26 pulgadas respectivamente tienen 25 canales en la gráfica descritos a continuación:

- i. Veinte canales para detección de corrosión
- ii. Dos canales para detección magnética
- iii. Dos canales para odómetro
- iv. Un canal para orientación

6. Los instrumentos de 30, 36 y 40 pulgadas respectivamente tienen 29 canales en la gráfica descritos a continuación:

- i. Veinticuatro canales para detección de corrosión
- ii. Dos canales para detección magnética
- iii. Dos canales para odómetro
- iv. Un canal para orientación

7. El instrumento de 48 pulgadas tiene 33 canales en la gráfica descritos a continuación:

- i. Veintinueve canales para detección de corrosión
- ii. Dos canales para detección magnética
- iii. Dos canales para odómetro
- iv. Un canal para orientación

8. Duración de la corrida

Diámetro Pulgadas (")	Largo (mts.)	Peso (Kgs.)	Máxima duración (Hrs.)	Capacidad de curva
6"	2.08	87.8	20	6D-90
8"	2.36	180.0	35	7D-90
10"	1.93	168.8	35	3D-90
12"	1.98	213.8	35	3D-90
14"	1.98	225.0	35	3D-90
16"	2.06	303.8	35	3D-90
20"	3.25	803.3	100	3D-90
22"	3.25	812.3	100	3D-90
24"	3.33	895.5	100	3D-90
26"	3.33	904.5	100	3D-90
30"	3.78	1499.0	100	3D-90
32"	3.78	1575.0	100	3D-90
34"	3.78	1665.0	100	3D-90
36"	4.57	2970.0	100	3D-90
40"	4.57	3060.0	100	3D-90
42"	4.57	3150.0	100	3D-90
48"	6.20	4500.0	100	3D-90

TABLA 4.1 LAS ESPECIFICACIONES ARRIBA MENCIONADAS REPRESENTAN CAPACIDADES Y DIMENSIONES ESTANDAR. DE NO SER ALGUNA DE ELLAS COMPATIBLE CON ALGUNA LINEA ESPECIFICA, PUEDEN ANALIZARSE POSIBLES MODIFICACIONES A LOS EQUIPOS DE INSPECCION.

4.5 DIABLO CALIBRADOR

El propósito de efectuar la corrida con el diablo calibrador es el de determinar con la mayor exactitud posible el que no haya hendiduras significativas u obstrucciones que puedan impedir el paso del diablo instrumentado. Este procedimiento es también usado para determinar una estimación de la velocidad del calibrador para así lograr una velocidad constante durante la corrida y usarla como referencia en la corrida del diablo instrumentado.

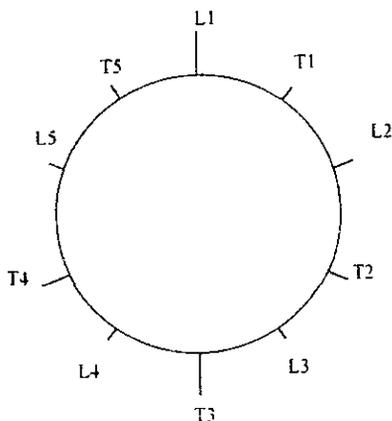
Cuando un diablo calibrador es lanzado, el tiempo debe anotarse. A medida que el calibrador va haciendo el recorrido a lo largo de la línea, su progreso debe irse midiendo en varios puntos conocidos del ducto (válvulas, tes, respiraderos, imanes, etc.) y el tiempo que transcurre de un punto a otro debe ser anotado. El tiempo que le tome al diablo calibrador no

solo ayuda a determinar la velocidad del instrumento entre puntos conocidos, sino que ayudaría a localizar el diablo en caso de que este quedara atorado en algún punto de la línea.

4.6 ORIENTACION

Al lanzar el instrumento, la orientación es igual en todos los diámetros. El sensor delantero número 1 (L1) debe estar a las doce horas como un reloj (figura 4.4). Esta orientación es desplegada por la parte de debajo de la gráfica o registro Vetcolog. En los instrumentos 6" – 16" de diámetro el número de pulsos en cada punto indicará qué canal está aproximadamente a las doce horas (figura 4.5). Los instrumentos de 6" – 8" de diámetro tienen un máximo de (8) pulsaciones. Los instrumentos de 10" – 16" de diámetro tienen un máximo de (10) pulsaciones. El evento de orientación desplegado en los instrumentos de 20" de diámetro o más grande es una indicación de cual canal delantero está aproximadamente a las 12:00 horas. El número total de pulsaciones de orientación en cada evento depende del número total de sensores de corrosión.

Figura 4.4 Orientación del instrumento en lanzamiento. Posición de las zapatas a 360°.



IMANES MARCADORES

Los tamaños de imanes marcadores de tubería, grandes y pequeños. El tamaño de imán a usar se determina por el diámetro y no por el espesor de la pared de la tubería.

Los imanes se colocan en la línea por el cliente. El intervalo de ubicación se determina por el cliente basándose en lo siguiente:

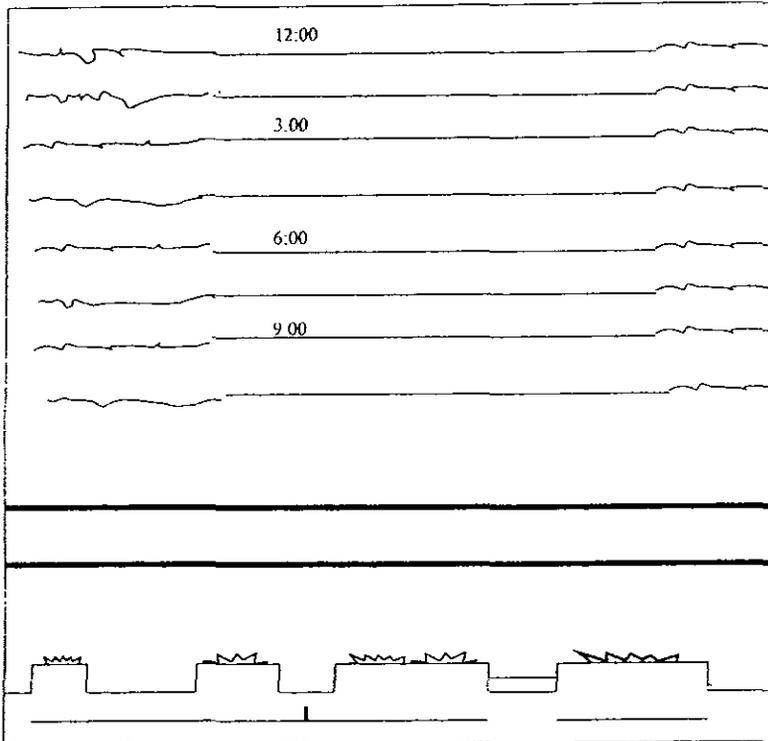
- I. Terreno
- II. Ubicación de válvulas, tapones, tes, etc.
- III. Vetco recomienda un máximo de intervalo de 2 kilómetros.

La colocación de los imanes en la línea se hará de acuerdo a lo siguiente:

- I. Posición de las 12 horas.
- II. Lado pintado aguas arriba.
- III. Flecha indicando en la dirección del flujo del producto.
- IV. El imán será colocado a no menos de 1 metro de una soldadura periférica.

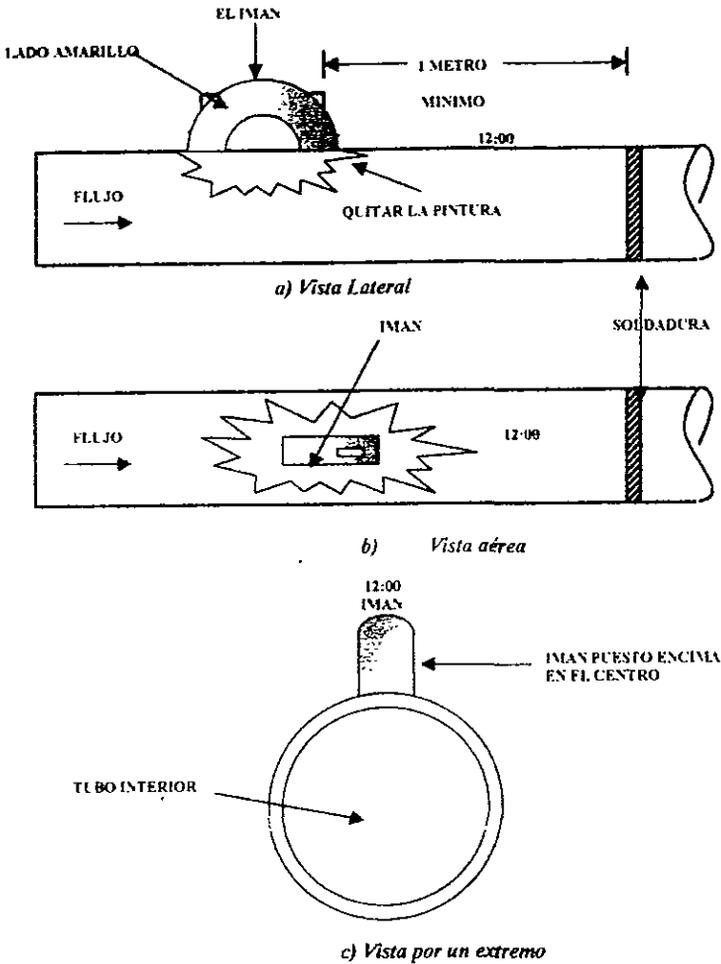
Los imanes dan una señal conocida en la gráfica. Después de ubicar cualquier área de interés contando la señal del odómetro con un imán a dicha área de interés.

Figura 4.5 Pulsaciones a determinadas horas.



El número total de pulsaciones de orientación en cada evento depende del número total de sensores de orientación.

Figura 4.6 IMANES MARCADORES EN SUS DIFERENTES VISTAS.



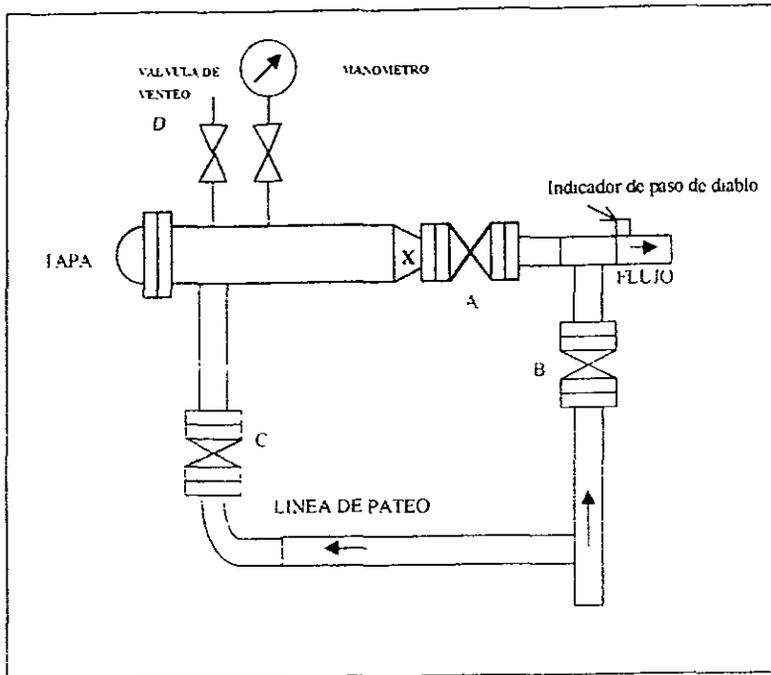
INSTRUCCIONES

- 1) Poner los imanes por lo menos a un metro de distancia de la soldadura, encima y en el centro del tubo.
- 2) Instalar el extremo amarillo del imán hacia río arriba con la flecha roja en la dirección del flujo.
- 3) Quitar la pintura debajo del imán para contacto metal a metal.

4.7 PROCEDIMIENTO DE LANZAMIENTO Y RECEPCION

La siguiente descripción es de manera general. De ahí que no es recomendable para un lanzamiento específico.

Figura 4.7 SECUENCIA DE LANZAMIENTO, SERVICIO: GAS.



4.7.1 Secuencia de lanzamiento, servicio: gas

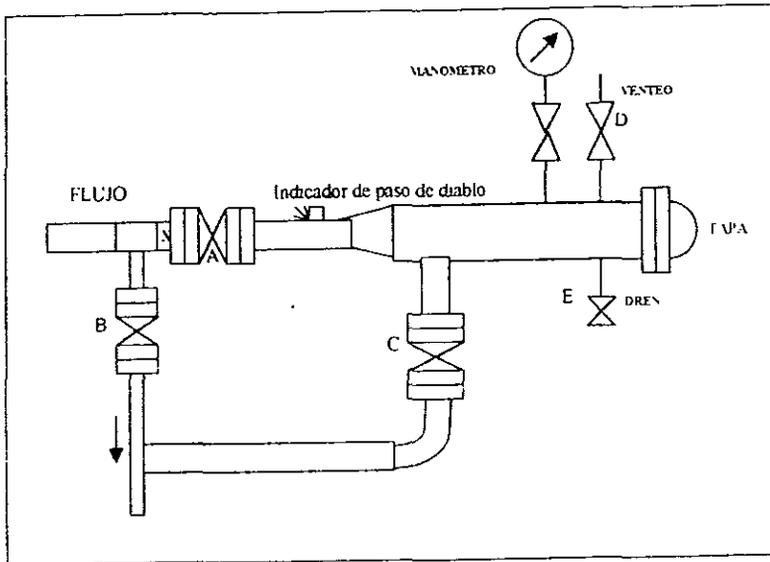
CONDICIONES:

La trampa se encuentra presurizada y llena de gas, las válvulas A, B y c se encuentran abiertas. La válvula D se encuentra cerrada.

1. Cierre las válvulas A y C.
2. Con el objeto de despresurizar la trampa abra la válvula D.
3. Cuando la trampa se encuentra totalmente despresurizada (o PSI), abra la tapa de apertura y cierre rápido, inserte el diablo, permitiendo que este ajuste en la reducción (punto X).

4. Cierre y asegure la tapa, proceda a purgar el aire de la trampa a través de la válvula D y abriendo lentamente la válvula C. Cuando se ha completado la purga, cierre la válvula D, permita que la presión de la línea principal y la de la trampa, se igualen, entonces cierre la válvula C.
5. Abra la válvula A, después la válvula C, ahora el diablo está en condiciones de ser lanzado.
6. Cierre parcialmente la válvula B, esto forzará a que el gas pase a través de la válvula C y actúe en la parte posterior del diablo. Continúe cerrando la válvula B hasta que el diablo se salga de la trampa y se incorpore al flujo en la línea principal, esto será indicado mediante el detector de paso de diablos.
7. Ahora abra completamente la válvula B.

Figura 4.8 SECUENCIA DE RECEPCION, SERVICIO: GAS.



4.7.2 Secuencia de recepcion, servicio: gas

CONDICIONES:

La trampa se encuentra vacía y a presión atmosférica. Las válvulas B, D y E están abiertas, las válvulas A y C están cerradas, al igual que la tapa de apertura y cierre rápido.

1. Purgar la trampa cerrando la válvula E y abriendo lentamente la válvula C.
2. Después de purgar, iguale las presiones, cerrando la válvula D y abriendo totalmente la válvula C.
3. Abra la válvula A, ahora la trampa está lista para recibir al diablo.
4. Cuando el diablo llega, este puede atorarse entre la válvula A y la te (punto X).

5. Cierre entonces parcialmente la válvula B, esto forzará al diablo a alojarse en el barril, debido al incremento de flujo a través de la válvula C.
6. Una vez que el diablo ha sido recibido, lo cual podremos verificar mediante el indicador de paso de diablos, abra la válvula B y cierre las válvulas A y C.
7. Abra las válvulas D, E y ventee la trampa hasta que esta se encuentre a presión atmosférica.
8. Abra la tapa y saque el diablo.
9. Cierre y asegure la tapa.

En las figuras 4.9 y 4.10 se describe la instrumentación del equipo.

FIGURA 4.9: INSTRUMENTACION REQUERIDA SECCION DE LANZAMIENTO

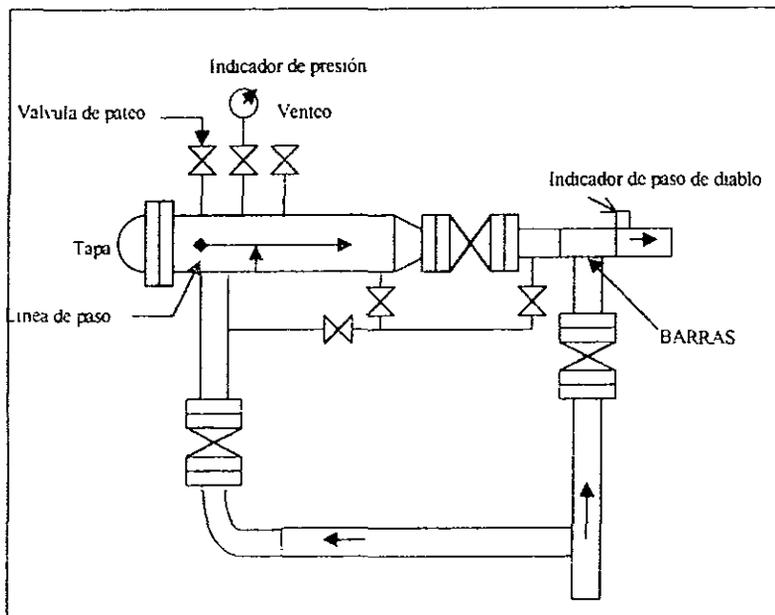
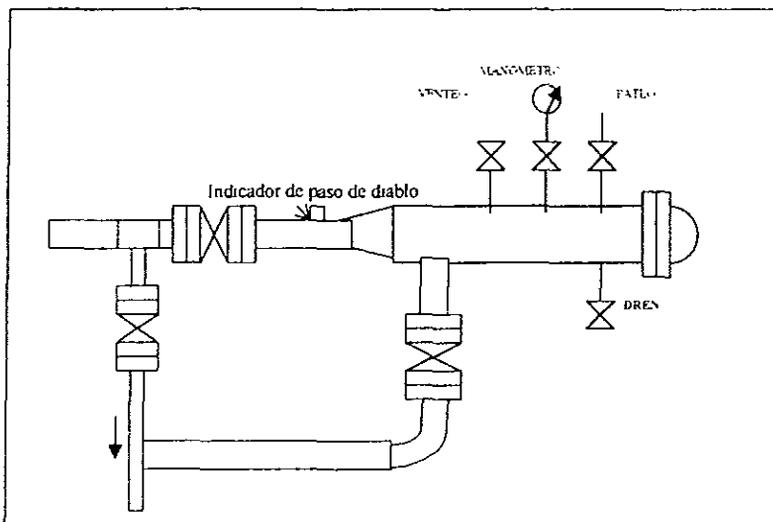


Figura 4.10 : INSTRUMENTACION REQUERIDA SECCION DE RECEPCION,
SERVICIO: GAS.



4.8 INFORMACION DE LAS EXCAVACIONES

4.8.1 General

Este criterio es el que se usa para establecer la aceptabilidad de una gráfica y la información de las excavaciones obtenidas en campo.

Las excavaciones se realizan para correlacionar las gráficas, registros y para desarrollar un criterio evaluador y no es necesariamente para el beneficio del cliente.

Una buena, útil y certera información, como se señala a continuación, la habilidad para interpretar las gráficas o registros será afectada debidamente, no importa cuan buena sea la gráfica o cuanto trabajo costó el obtenerla.

Es imperativo que obtengamos la siguiente información y que sea responsabilidad del departamento de ventas y cada supervisor de proyecto, el asegurarse de que la información es obtenida y que el cliente comprenda la necesidad de dicha información.

i. IDEAL

Una picadura de 25%, una picadura de 50% y una picadura un poco abajo del punto de saturación. Todas aisladas. Todas en la misma dirección de tubería.

ii. ACCEPTABLE

- Una picadura ligera, lo más cercano al 25% posible.
 - Una picadura moderada lo más cercano al 50% posible.
 - Una picadura severa cercano pero no en un punto de saturación dentro de lo posible.
- TODAS LAS PICADURAS DEBEN ESTAR AISLADAS.

iii. NO ACCEPTABLE

Grado de corrosión donde las señales en las gráficas o registros no puedan correlacionar a picaduras individuales en el ducto.

Cuando sea posible, hágase una excavación en exceso de una localización o punto conocido para verificar la precisión del odómetro.

Ver figura 4.11.

4.8.2 Tabla de escalas

La tabla de escalas es usada como un método alternativo para localizar anomalías en la gráfica o registro cuando el odómetro no puede ser usado con precisión. La tabla de escalas es una comparación entre la distancia en la gráfica y la distancia en la tubería. El ingrediente principal en la tabla de escalas es la información suplida a Vetco Pipeline Services por el cliente concerniente a la localización en la tubería de imanes, válvulas, etc. (puntos conocidos).

La tabla de escalas se desarrolla usando marcas constantes de distancia en la tabla de registro o gráfica, las cuales son contadas y marcadas en la gráfica. La distancia en el papel de dos puntos es entonces medida y registrada. Luego esa distancia en papel es dividida entre la distancia de la tubería (suplida por el cliente) entre los dos puntos conocidos. El resultado es la distancia de la tubería por unidad de distancia en el papel o tabla de escalas.

Ejemplo:

<u>Puntos</u>	<u>Distancia en la Tubería</u>	<u>Distancia en el registro</u>
Lanzamiento	0+00	0.0
Imán no. 1	<u>1+500 mts.</u>	<u>100.0 mts.</u>
	1,500 mts.	100.0 mts.

1,500 metros de tubería divididos entre 100 metros de papel resultan 150 metros de papel entre el lanzamiento y el imán no. 1. Este procedimiento es usado con el restante de los patrones conocidos para determinar la tabla de escalas para el resto de la tubería.

Para localizar el punto donde una indicación ha ocurrido, primero determine la distancia en papel entre ese punto y el punto conocido más cercano. Entonces reflérese a la

tabla de escalas para esa área del registro o gráfica y multiplique la distancia en papel por la correspondiente tabla de escalas para esa área del ducto.

Ejemplo:

Si ocurre una indicación a 25 metros de gráfica o registro, esto colocaría esta indicación entre el lanzamiento y el imán no. 1. La distancia en la tabla sería de 25 metros aguas abajo del lanzamiento. La escala de la tabla correspondiente sería de 150 metros.

<u>Puntos</u>	<u>Distancia en papel de gráfica o registro</u>
Ubicación localizada en el Lanzamiento	25.00
	<u>0.0</u>
	25.00 metros de papel

Esto colocaría la indicación a 3,750 metros (25*150) aguas abajo del lanzamiento.

La dirección del recorrido del instrumento Vetcolog es de derecha a izquierda con relación al registro o gráfica. Como consecuencia de esto, la distancia e información de la tubería es grabada o registrada de izquierda a derecha.

Esto quiere decir que cuando se use el registro o gráfica el lanzamiento estará siempre a su izquierda (aguas arriba) y que la trampa de recibo estará siempre a su derecha (aguas abajo).

En ambos diámetros, grande y pequeño en el instrumento, hay una desalineación causada por la posición de los sensores delanteros y los traseros.

4.9 USO DEL REPORTE FINAL

Esta sección contiene un procedimiento muy detallado para la localización e identificación de las anomalías en su ducto. En adición a esto, se discutirán los posibles problemas que se puedan tener y la solución de los mismos.

Paso no. 1.- UBICACIÓN DE LA SOLDADURA PERIFERICA DE REFERENCIA

Utilizando la gráfica, escoja un área para excavación. Esta área puede ser cualquier defecto en el ducto.

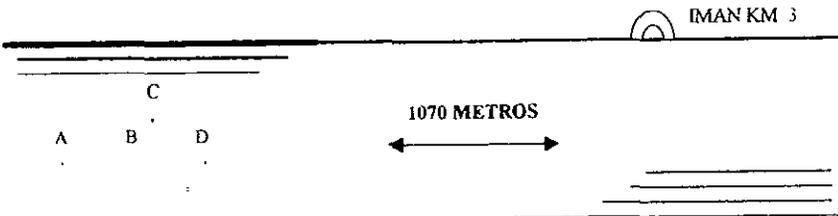
Una vez que se ha identificado la anomalía que se quiere excavar, entonces se debe seleccionar una soldadura periférica de referencia que es el primer punto donde se va a localizar el ducto.

“NO TRATAR DE EXCAVAR EL AREA QUE LE INTERESA SIN HABER LOCALIZADO ANTES UNA SOLDADURA PERIFERICA DE REFERENCIA. SI LO HACE, NO ENCONTRANDO LA INDICACION NO TIENE FORMA DE VERIFICAR QUE SE HAYA ENCONTRADO EL LUGAR O INDICACION DESEADA”

Figura 4.11 información sobre datos de corrosión

PROYECTO NO. X 3311 PUNTO CONOCIDO MAS CERCANO IMAN KM 3
 COMPAÑIA PETROLEOS MEXICANOS DISTANCIA RIO ARRIBA 1070 METROS
 LINEA ESTACION 3 A ESTACION 4 DISTANCIA RIO ABAJO _____
 DIAMETRO 12"
 ESPESOR 0.250"

Flujo de Producto →



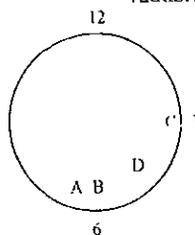
PUNTOS DE CORROSION	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
DISTANCIA DE LA SOLDADURA	4 M	2 M	2 M	3.5 M						
DISTANCIA ENTRE PUNTOS DE CORROSION										
AREA LONGITUDINAL DE CORROSION										
PROFUNDIDAD DE LA CORROSION	2.03 MM	1.52 MM	4.77 MM	1.01 MM						

FAVOR DE INDICAR EN EL DIBUJO DONDE SE ENCUENTRA LA SOLDADURA TRANSVERSAL (RELACIONADO CON LA CORROSION) ARRIBA

CORRIDA NO 1
 NO DE ROLLO DE REGISTRO 1
 ITICIA DE EXCAVACION _____

NOMBRE DEL OPERADOR _____

ACEPTADO _____



INDIQUESE POSICION DE RELOJ DE CORROSION

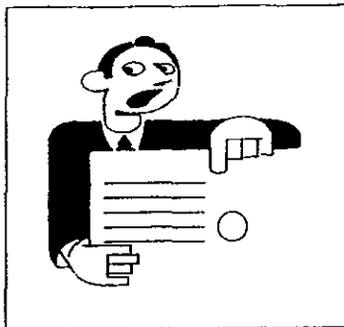


Figura 4.12 Si no se puede hacer uso de las gráficas y el reporte final, no tiene sentido efectuar el estudio.

Localizando una soldadura periférica de referencia usted está excavando una anomalía conocida en un punto conocido de la tubería.

Si usted necesita localizar más de un punto de interés en la misma área general, solamente va a necesitar una soldadura periférica de referencia, puesto que la misma se puede usar como referencia para otras excavaciones.

Paso no. 2.- CONTEO DEL REGISTRO

Determine la localización más cercana a la anomalía que desea excavar. Se requiere una, aguas arriba y otra aguas abajo del defecto. Estas pueden ser un imán o una válvula u otro punto conocido en la tubería. Utilizando el odómetro y los canales de orientación en la gráfica puede con toda seguridad contar o calcular la distancia entre ambos puntos conocidos a la soldadura periférica de referencia al defecto. Cuando llegue a este punto haga que otra persona repita los mismos pasos del procedimiento. Comparen las cifras Si a los dos les da la misma distancia, se puede asumir que tienen la cifra correcta. De haber una diferencia en las cifras, repita el proceso completo nuevamente, hasta que ambos lleguen a un acuerdo en la distancia, o sea, que coincidan en la misma cifra. NO SE EFECTUARA UNA EXCAVACION A MENOS QUE DOS PERSONAS TRABAJANDO SEPARADAMENTE COINCIDAN EN LA DISTANCIA.

Paso no. 3.- MEDICION DE LA TUBERIA

Una vez en el campo, físicamente localice los puntos conocidos del ducto que usted usó como referencia en la gráfica. Usted debe estar seguro de que los puntos conocidos en la tubería, son los mismos que en la gráfica. Si usted mide desde el punto equivocado, no va a localizar el defecto, por lo que es esencial que el cliente provea una lista correcta de imanes y puntos conocidos.

Una vez que el punto de comienzo esté establecido usted está listo para medir la distancia a la soldadura periférica de referencia.

Supongamos que la distancia del primer punto conocido a la soldadura periférica de referencia es de 1,110 metros y la distancia del segundo punto conocido a dicha soldadura es de 1,950 metros. Asumamos también para la cinta de medición a emplearse es de 50 metros de largo. Si usted divide 1,110 entre 50 le va a dar 22.2. Esto quiere decir que se requieren 22 mediciones con la cinta de 50 metros para alcanzar los 1,110.

Una medición correcta requiere dos personas. Una al comienzo de la cinta que se esté empleando y otra al final. La persona ajustando la cinta o aparato medidor debe tener consigo marcadores ya sean banderines, estacas o cualquier objeto que se pueda reconocer y este a su vez permita la verificación del número de secciones medidas, en este caso 22 secciones de 50 metros cada una. Al finalizar las medidas, se cuentan el número de marcadores usados y estos tienen que coincidir con el número de secciones que se intentaban medir. En este caso, la persona usará 22 marcadores.

Se debe hacer notar que debido a la topografía del terreno es imposible medir exactamente la tubería. Dependiendo del terreno, algún error en la medición podría ocurrir como resultado de esto.

Al comenzar la medición, el individuo que va sujetar la cinta medidora se instala en el comienzo y el otro compañero efectúa el recorrido a lo largo de la capacidad en distancia que tenga el aparato medidor a usarse, en este caso, 50 metros. Una vez extendidos estos 50 metros, es necesario que el individuo voltee y verifique que la cinta está derecha, y no alrededor de arbustos, árboles u otros obstáculos y que no tenga dobleces. También debe estar estirada totalmente, que su medición se asemeje en lo más posible a la posición de la tubería y no necesariamente a la superficie del terreno o topografía del mismo. Hay que hacer notar con especial énfasis que el propósito de la medición es analizar un defecto en la tubería y que esta en muchos casos no sigue el contorno del terreno adyacente y que no siempre se encuentra en línea recta.

Una vez determinado esto se debe colocar el primer marcador en el terreno al final de la cinta, indicando a su vez la distancia recorrida. Se debe asegurar que el marcador no se mueva. Se mide entonces el próximo tramo. Una vez puesto el segundo marcador, el individuo que sujeta la línea procede a recoger el primer marcador procede a guardar el primero. Este procedimiento se sigue efectuando hasta llegar, en este caso a tener guardados 21 marcadores. El marcador número 22 debe estar todavía enterrado en el terreno en el último punto que se midió. De haber alguna discrepancia, debe repetirse la medición

nuevamente. Ahora, con respecto a las mediciones hechas, se localizarán los dos puntos conocidos. De no encontrarse los dos puntos cerca uno del otro, se determina el procedimiento para saber si un error en medición ha ocurrido. Si el volver a medir resuelve el problema, puede continuar. Si el error persiste y usted está seguro de las mediciones efectuadas, Deténgase y determine el origen del problema. La causa más probable es que hay un error al contar la distancia en la gráfica o que se está midiendo desde un punto conocido equivocado. DETERMINE EL ORIGEN DEL PROBLEMA ANTES DE CONTINUAR.

Durante este procedimiento se deben seguir las siguientes reglas:

1. El aparato medidor debe ser inspeccionado para verificar que las distancias señaladas son correctas. Esto se debe hacer antes de usarse.
2. Se debe seguir la tubería. Si la misma toma una curva así también se debe seguir, tomando en cuenta la curva.
3. La cinta o aparato medidor que se emplee debe estar libre de obstáculos en el momento en que se efectúe la medición.
4. Cuando se coloca un marcador el aparato medidor o cinta debe estar extendido en su totalidad.

Paso no. 4.- EXCAVACION DE LA TUBERIA

Si todos los pasos antes señalados han producido los resultados esperados puede usted proceder a excavar la tubería.

Antes que nada, mueva al lugar todo el equipo que necesite para la excavación. Remueva parte del terreno que está cubriendo la tubería con equipo siempre y cuando las circunstancias así lo permitan teniendo cuidado de no causar daño a la tubería con el mismo. Excave de tal forma que quede lo suficientemente grande como para localizar la soldadura periférica de referencia. Si la soldadura de referencia es localizada en el lugar indicado, se puede proceder a medir de la soldadura al área que le interesa y continuar excavando. Si la soldadura no aparece, deténgase! Va a ser necesario determinar donde se encuentra.

Si la soldadura periférica no se encuentra donde se supone que está, use el siguiente procedimiento para determinar su ubicación:

Busque sobre la tubería aguas arriba hasta que encuentre una soldadura periférica, entonces excave aguas abajo hasta que localice otra soldadura periférica. Compare esta sección con la sección inicial y si son iguales, haga lo mismo con las siguientes. Si todas las secciones son iguales en tamaño para que sea necesario localizar una sección corta en la gráfica para aclarar en qué lugar de la tubería está usted. Una vez localizada en la gráfica debe ser localizada en la tubería. Cuando la sección corta sea localizada en la tubería, úsela como su nuevo punto conocido de referencia. Cuente y mida de este punto conocido al área de interés y marque en la tubería en este punto o localización. Lo primero que va a hacer es colocarse en la condición del recubrimiento. Entonces remueva el recubrimiento de la tubería alrededor de toda la circunferencia de la misma y en un área no menor de $\frac{1}{2}$ metro a ambos lados del área de interés. Limpie la tubería hasta que quede expuesto el metal. Solamente localice el defecto.

En el caso de defecto externo asegúrese antes de medir la gravedad del tramo que todo el recubrimiento y la escama sea removida. De estar el área de interés libre de recubrimiento y no se detecte ningún defecto, el siguiente procedimiento debe efectuarse:

Primero asegúrese que está usted en el área correcta repitiendo los procedimientos antes señalados.

Una vez que haya determinado que usted se encuentra en el área correcta y el defecto no es aparente, entonces el defecto es probablemente interno y va a requerir verificación más detallada.

Esto se puede lograr de varias formas o métodos. Uno de ellos es usar equipo ultrasónico. Otro método es usando rayos-X en la tubería. El tercer método y tal vez el menos deseado es de cortar el pedazo de tubería para inspeccionarlo físicamente.

Comprobar defectos internos de la tubería es muy difícil, puesto que requiere de una medida adicional de cuidado debido a la dificultad de localizar y determinar la severidad de un defecto.

CAPITULO 5.



**APLICACION PRACTICA DE
UN SISTEMA DE
INSPECCION Y LIMPIEZA A
UN TRAMO DE DUCTO QUE
TRANSPORTA GAS
NATURAL**

5.1 INTRODUCCIÓN

Si tratamos de ubicar el momento en que el primer ducto fue realizado, sería muy difícil hacerlo. La construcción de tuberías es como cualquier otra industria. Su inspección y limpieza ha ido desarrollándose poco a poco, como ya se ha podido ver en el desarrollo de este trabajo.

El gas natural puede contener sólidos ordinarios, además de otros gases y líquidos, los cuales pueden combinarse para formar corrosivos. La erosión y corrosión en codos, uniones y demás accesorios, además de otras áreas afectadas por la temperatura, son causadas por trazas de líquido en pequeñas cantidades, lo cual puede acarrear muchos problemas. La inspección y limpieza del gasoducto pueden detectar algunos de estos problemas y ofrecer específicamente los puntos donde se están presentando.

Nuestro ejemplo es el caso de dos gasoductos de 16" costa adentro. Las líneas, una de 11.51 millas de largo y otra de 11.4 millas, corren desde la plataforma de compresión. Estos gasoductos fueron inspeccionados después de su instalación, ocho meses atrás. Contienen una capa interna de resina epóxica, además de una capa de resistencia a la corrosión. Después de ocho meses de servicio, la compañía deseaba determinar la integridad del gasoducto y el aspecto de las líneas. La presión a la cual fue lanzado, es 860 psig.

5.1.1 Anatomía simplificada del diablo de limpieza usado para gasoducto

Como puede verse en la figura 5.1, aunque el número de secciones difiere de acuerdo a cada sección del dispositivo, existen ciertos puntos comunes para todos los tamaños: Tienen una sección provista con cepillos sólidos, los cuales trabajan independientemente de la vía de transporte (gas o líquido); cada uno tiene su propia fuente de poder (sección de batería); están también las secciones magnéticas que llevan los sensores y por supuesto, la sección de grabación de datos. En cada caso, las secciones son acopladas por juntas articuladas las cuales son semejantes a los accesorios de las líneas.

La sección magnética es el corazón del sistema. Montada entre dos polos magnéticos, son una serie de sensores arreglados en dos filas. El área cubierta por cada sensor de la primera fila está ligeramente traslapada por los sensores de la segunda fila con el fin de cubrir completamente (360°) de la pared del ducto. Los sensores están montados sobre zapatas que promueven un mayor acercamiento a las paredes del ducto a través del viaje. Los cepillos de acero flexible están montados sobre cada polo para conducir el flujo magnético dentro de la pared de la línea y dar a la sección magnética algo de flexibilidad cuando se llega a codos y accesorios.

La sección de grabación es donde las señales capturadas por los sensores son amplificadas, la rapidez es acondicionada y grabada análogamente al tiempo real. El grabado es continuo y la cinta magnética de 1 plg provee toda la información provista por todos los sensores.

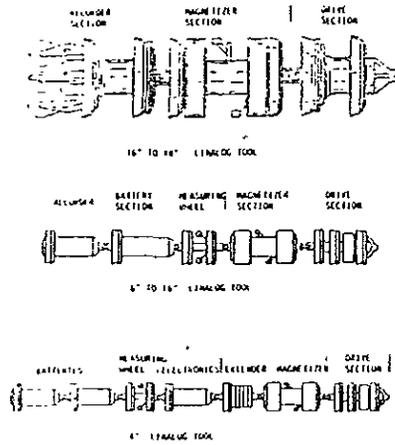
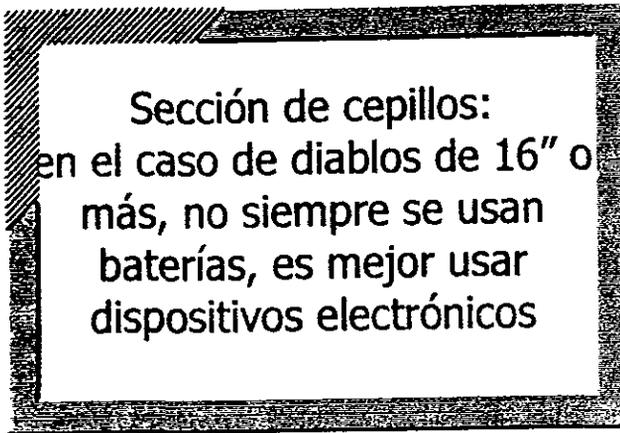


Figura 5.1 Puntos comunes para todos los tamaños de diablos.

5.1.2 Técnica de inspección

En resumen, esta consiste en aplicar un fuerte campo magnético a la pared de la línea tal que, un cambio, causado por alguna insignificante picadura, corrosión general o alguna otra discontinuidad, que produzca alguna distorsión en la cinta pueda ser evidente en este sistema. Es muy recomendable cuando se prevé pérdida de metal.

Figura 5.2 Sección de cepillos



Una vez que el sistema ha sido ensamblado, probado y calibrado, tiene que introducirse a la línea. Esto requiere las trampas de tamaño adecuado.

Los procedimientos anteriores se están citando muy simplificados, pero son aplicables tanto para inicio como para finalizar la operación. En nuestro caso específico es necesario establecer las presiones requeridas para poder llevar a cabo un buen lanzamiento, pues en gasoductos puede haber un efecto adverso si no se respetan las presiones adecuadas. La velocidad mínima requerida para este tipo de sistemas es 1 mph³ en todos los casos. La velocidad máxima para la obtención de buenos resultados es de 5 – 7 mph dependiendo del tamaño del diablo.

Es fácil cuando todo ha salido bien. Para lograrlo mejor, es bueno agregarle a la trampa de diablos 1 metro más, para tener una buena recepción y un mejor acceso al diablo. Si no es posible, en el caso de que el acceso esté restringido por otra área de maniobras de ductos o tuberías, o bien hay estructuras fijas, se debe acondicionar una sección móvil para maniobras.

³ 1 mph = 1.609 Kph

5.1.3 Espesor de pared

Las técnicas de inspección requieren campos magnéticos más fuertes en cuanto el espesor se incrementa. Los campos magnéticos mayores requieren magnetos mayores, lo cual provocará una tendencia a incrementar el diámetro del diablo.

5.1.4 Dimensionamiento de un ducto que transporta gas natural

El dimensionamiento de tuberías en una planta de proceso depende de la longitud de la tubería y de la caída de presión deseable, de acuerdo con el criterio que se tenga.

Se tienen entonces, que la parte principal es el cálculo de la caída de presión, la cual es la estimación de las pérdidas por fricción. El método de dimensionar las tuberías es muy sencillo: se supone el diámetro del tubo y se calcula la caída de presión; si esta es satisfactoria, entonces el diámetro del tubo supuesto es adecuado. El problema, es decidir qué caída de presión es satisfactoria. Si se usa una baja caída de presión, los costos de tubos, válvulas y accesorios son elevados. Si se usa una caída de presión alta, los costos de bombeo y compresión pueden llegar a ser excesivos, esto sugiere un balance económico entre los costos de material y los costos de compresión y bombeo. Las firmas de ingeniería dedicadas al diseño de tuberías, han preparado estándares que especifican caídas de presión admisibles, o velocidades razonables que se utilizan como guías para calcular el diámetro del tubo.

Las especificaciones generales para ductos describen los requisitos generales de diseño para tuberías, válvulas, accesorios y demás elementos según sea el tipo de servicio a prestar; esto, junto con los dibujos de las tuberías, constituyen una descripción completa de todo el sistema de tuberías.

Especificación TIA

TIA.1 CLASE

TIA.1.1 125 # ANSI, cara plana, acero al carbón, hierro fundido, hierro galvanizado y bronce.

TIA.2 SERVICIO

TIA.2.1 Agua cruda, agua tratada (no desmineralizada), agua de enfriamiento, agua de pozo, condensado, agua potable, y para sanitarios, sobre y bajo nivel de piso; vapor de escape, aire de servicio y de instrumentos.

TIA.3 TOLERANCIA POR CORROSION : 0.05".

TIA.4 LIMITES DE TEMPERATURA Y PRESION

- a) 12" ϕ y menores: 8.8 Kg/cm² a 178°C, vapor.
12.3 Kg/cm² a 65.6°C, agua y aire.
- b) 14" a 16" ϕ : 8.8 Kg/cm² a 178°C, vapor.
10.5 Kg/cm² a 65.6°C, agua.
- c) 18" a 24" ϕ : 7.0 Kg/cm² a 170°C, vapor.
10.5 Kg/cm² a 65.6°C, agua.
- d) 30" a 54" ϕ : 10.5 Kg/cm² a 65.6°C, agua.

T1A.6 JUNTAS.

T1A.6.1 1 ½" ϕ y menores: roscadas.

T1A.6.2 2" ϕ y mayores: soldables.

Especificación T1B

T1B.1 CLASE

T1B.1.1 150# ANSI, cara realzada, acero al carbón.

T1B.2 SERVICIO

T1B.2.1 Hidrocarburos líquidos no corrosivos o ligeramente corrosivos, vapores, aceite combustible, gas combustible, gas natural, combustóleo, amoníaco refrigerante (vapor o líquido), solución de álcalis, solución de aminas, solución de sulfitos, solución de fosfatos y aire de proceso.

T1B.3 TOLERANCIA POR CORROSION: 1.27 mm. (0.050")

T1B.4 LIMITES DE TEMPERATURA Y PRESION

a) 7.0 Kg /cm² a 399°C

b) 1.05 Kg /cm² a 260°C

c) 19.4 Kg /cm² de -29°C a 38°C.

T1B.5 MAQUINADO Y BARRENADO

T1B.5.1 Cara realzada (CR), 150# ANSI en acero.

T1B.6 JUNTAS

T1B.6.1 1 ½" ϕ y menores: de embutir para soldar (socket-weld).

T1A.6.2 2" ϕ y mayores: soldables.

T1B.13 TUBERIA

T1B.13.1 Tubería de 1 1/2" ϕ y menor: acero al carbón ASTM-A-53, grado B, sin costura, extremos planos.

T1B.13.2 Tubería de 2" a 16" ϕ y menor: acero al carbón ASTM-A-53, grado B, sin costura, extremos biselados para soldar.

T1B.13.3 Tubería de 18" a 24" ϕ y menor: acero al carbón ASTM-A-53, grado B, sin costura, extremos biselados para soldar. Calcular el espesor de pared para 24" ϕ , con base en un mínimo de 0.250".

T1B.13.4 Tubería de 26" y mayores: acero al carbón ASTM-A-155, grado C55, clase 2 con costura longitudinal, extremos biselados para soldar. Calcular el espesor de pared con un mínimo de 0.250".

T1B.13.5 Espesores de tubería:

1 1/2" ϕ y menor	ced. 80
2" a 6" ϕ	ced. 40
8" a 12" ϕ	ced. 30
14" a 20" ϕ	ced. 10
24" ϕ	calcular
26" a 36" ϕ	calcular

NOTA: Calcular el espesor de acuerdo con las condiciones de temperatura y presión y conforme ANSI B31.3.

5.2 ESPECIFICACIÓN GENERAL PARA EL LANZADOR Y RECEPTOR DE DIABLOS EN UN DUCTO QUE TRANSPORTA GAS NATURAL

5.2.1 Requisición de las trampas de servicio

Esta especificación y las hojas de datos anexas, definen los requerimientos para el diseño, fabricación o adaptación de trampas de servicio (lanzador y receptor de diablos).

Los equipos a proveer deben cumplir, en lo que a fabricación, inspección y pruebas se refiere, lo prescrito en el código ASME Sec. VIII, Div. 1 última edición. El vendedor deberá adaptar sus componentes para proveer una unidad que satisfaga todos sus requerimientos.

El lanzador/receptor será operado en forma intermitente. La operación será manual, lanzando y recibiendo un solo diablo.

Se deberá contar con las provisiones necesarias para lanzar manualmente un diablo. El lanzador y el receptor deberán tener la capacidad necesaria para (3) tres esferas como mínimo o para contener un tren de diablos para calibrar, limpiar y escobillar.

5.2.2 Requerimientos de diseño

El lanzador y receptor deberán ser diseñados de acuerdo a los siguientes documentos:

a) Especificaciones y estándares

- Recipientes
ASME Sec. II y VIII, Div. I
- Soldaduras
GE No. 1-105/80
ASME Sec. VIII, Div. I
Sec. IX
- Roscas
IRAM 5063
ANSI B.2.1.
API 6 A
- Bridas
ANSI B.16.5
MSS SP-44
ASTM A-105
- Preparación de Superficie
Norma SSPC-SP-6-63
Norma SSPEC-SP 1067 T (DISPOSICION INTERNA NO. 2297)
- Protección Anticorrosiva
GE No. 1-108
- Calificación de Radiólogos
IRAM-CNEA Y-500-1003

b) Lanzador/Receptor

b.1) Barril

El barril del lanzador/receptor deberá ser diseñado de acuerdo con lo prescrito en el código ASME Secc. VIII, Div. I, última edición.

La presión y la temperatura de diseño serán especificadas en el cuestionario técnico.

b.2) Tapa

La brida de la tapa estará de acuerdo al ANSI B 16.5 o MSS-SP-44 de acuerdo con la hoja de datos.

La tapa para el manejo del diablo deberá ser de cierre rápido tipo UNIBOLT, para la trampa de diablo.

Así mismo tendrá como mínimo el rango de presión y temperatura de acuerdo con ANSI B31.8 para servicio de gas. Se proveerá del mecanismo necesario para drenado y cierre seguro.

Las salidas roscadas serán cuplas de acero forjado de 6000 lb. NPT. Las conexiones roscadas no deberán exceder a 3/4" NPT.

Se instalará un mecanismo de lanzamiento en el lanzador.

El lanzamiento será de operación manual para lanzar un solo diablo.

c) **Material del Lanzador/Receptor**

Casco y refuerzos para derivaciones
Chapas ASTM A-515 Gr. 70

Niples
ASTM A-53 Gr. B Sin costura

Bridas
ASTM A105 serie 600 # S/ANSI B16.5

Accesorios
ASTM A105 serie 600 # S/ANSI B16.11

Tapa

Todos los materiales deberán cumplir con la correspondiente especificación ASTM.

La pieza biselada para soldar la coraza al barril será de ASTM A-105 u otro material soldable al ASTM A-515 Gr. 70.

5.2.3 Fabricación

a) *Inicio de fabricación*

La fabricación no puede iniciarse hasta que el fabricante haya recibido con aprobación los dibujos de taller.

b) *Soldadura*

Todas las soldaduras se harán de acuerdo a los procedimientos de soldadura calificados, como está estipulado por los códigos aplicables. La soldadura será aplicada únicamente por

soldadores que han sido calificados de acuerdo a la sección IX del código ASME y como se requieran los procedimientos de soldadura y materiales aplicables. Esto será verificado por la inspección.

No podrá iniciarse ningún trabajo de soldadura sin cumplir antes lo indicado en el punto b).

c) Inspección

La inspección será ejercida por el comprador y PEMEX GAS a través de la persona que ellos designen.

Los inspectores tendrán libre acceso en cualquier etapa de fabricación y será obligatoria su presencia y certificación en todas las pruebas y ensayos que deben realizarse.

La inspección queda facultada para rechazar cualquier procedimiento, material o equipo a su juicio no satisfactorio.

La inspección no libera al fabricante de su responsabilidad.

5.2.4 Pruebas

a) Prueba Hidrostática

La unidad completa será probada hidrostáticamente a 1.5 veces, la máxima presión permisible de trabajo y siguiendo las prescripciones del código ASME Sec. VIII, Div. I.

Previo a la prueba, todas las soldaduras se limpiarán suficientemente como para permitir una inspección adecuada.

Las soldaduras a tope serán 100% radiografiadas en un todo de acuerdo a ASME Sec. VIII, Div. I. La inspección recibirá los films originales. Las soldaduras de filete se verificarán con tintas penetrantes.

Las chapas de refuerzos serán probadas con aire a una presión de 1 Kg./cm² , e inspeccionadas las soldaduras de unión con una solución jabonosa. Esta prueba se hará antes de la prueba hidrostática.

b) Prueba de componentes

La tapa de apertura rápida será probada cíclicamente a través de todo su rango de movimiento para asegurar la operación y movimiento libre al abrir.

5.2.5 Limpieza y Pintura

a) Extensión de los trabajos

Todas las superficies exteriores (en contacto con la atmósfera en condiciones de operación) deberán ser limpiadas y pintadas de acuerdo a los puntos b) y c).

Las superficies interiores deberán quedar libres de materiales sueltos, escorias de soldadura, cascarilla de laminación, etc.

b) Limpieza

Las superficies indicadas en a) deberán ser limpiadas por arenado grado comercial según SSPC-SP 6-63.

c) Pintura

Las superficies indicadas en 5.1.5 deberán ser pintadas con dos manos de cromato de zinc alquidático de 50 a 60 micrones de espesor de película seca de cada una, inmediatamente después del arenado.

5.2.6 Preparación del embarque

Los equipos deben ser convenientemente preparados para el transporte terrestre. Para ello el proveedor dispondrá de los medios de protección adecuados para impedir la corrosión interna y externa por ataque atmosférico.

Las partes maquinadas serán protegidas contra la corrosión con una película aislante que pueda ser fácilmente removida con diluyentes.

En las conexiones bridadas y el extremo abierto de los equipos se proveerán cegadas con discos de madera o plástico.

Las conexiones para soldar se entregarán anclados sobre estructuras de madera aptas para el manejo con auto elevador y/o lingado.

5.2.7 Obligaciones del proveedor

a) General

Emitir planos de detalle constructivos de los elementos a fabricar para someter a aprobación del comprador.

Deberá realizar las pruebas y ensayos necesarios y confeccionar los formularios para la aprobación de soldadores y procedimientos de soldadura.

Comunicar al comprador con anticipación la fecha de realización de cada una de las pruebas e inspecciones que resulten necesarias de acuerdo a las normas y cláusulas que conformen esta especificación.

b) Garantía

En la oferta debe indicarse claramente el tiempo de garantía que el proveedor ofrece para el equipo.

El vendedor deberá garantizar la buena operación del equipo.

El proveedor deberá contar con las refacciones necesarias para todos los componentes del equipo.

Las inspecciones o pruebas no liberan al vendedor de su obligación a garantizar el equipo, materiales y/o mano de obra, si la falla ocurre dentro del periodo de garantía.

Requisitos específicos del proyecto

Los requisitos específicos del proyecto que siguen, son parte de esta especificación y se complementan (tablas 5.1, 5.2 y 5.3).

TABLA 5.1 CUESTIONARIO TECNICO (HOJA 1)

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO		CUESTIONARIO TECNICO			
PLANTA	Esf. De compresión graf	CONTRATO	M-7016	HOJA	1 DE 3
LOCALIZACION	Bahía Blanca Arg	NO. REQUISICION		FECHA	Mar-98
SERVICIO	GAS NATURAL			POR	
FABRICANTE		NO. UNIDADES	1	APROBO	
LANZADORES					
INFORMACION DE DISEÑO		JMP		PROP FABR	ALTERNATIV
1 TIPO DE UNIDAD	Trampa Lanzadora	HORIZONTAL			
2 DIAM. NOM. DE LA TUBERIA PRINC. (PLG)		50			
3 DIAM. NOM. DE LA TUBERIA AL BARRIL (PLG)		30			
4 MATERIAL DE LA TUBERIA PRINCIPAL		API 5 L GR X60	NOTA 2		
5 MATERIAL DE LA TUBERIA AL BARRIL		API 5 L GR X60	NOTA 2		
6 ESPESOR DE LA TUB. PRINCIPAL (PLG)			NOTA 2		
7 ESPESOR DE LA TUB. AL BARRIL (PLG)			NOTA 2		
8 CONEXIONES DE LA TUB. PRINC. Y AL BARRIL		SOLDABLES			
9 DIAM. NOMINAL DEL BARRIL (PLG)		32			
10 MATERIAL DEL BARRIL		ASTM A515 GR70			
11 ESPESOR DEL BARRIL (PLG)		1	NOTA 5		
12 LONGITUD DEL BARRIL (MM)		4800			
13 REDUCCION DEL BARRIL	CONCENT	CONCENTRICA			
14 MATERIAL DE LA REDUCCION		NOTA 4			
15 ESPESOR DE LA REDUCCION (PLG)		1	NOTA 5		
	DIAMETRO INT (PLG)	NOTA 2			
16 CARRETE	MATERIAL	NOTA 2			
	ESPESOR	NOTA 2			
17 DIAMETRO DE LA TEE (PLG) NOM.		NOTA 2			
18 MATERIAL DE LA TEE		NOTA 2			
19 ESPESOR DE LA TEE (PLG)		NOTA 2			
20 DIMENSIONES MAX. DEL PAQUETE	LONG. (M)	NOTA 3			
	ANCHO (M)	NOTA 3			
	ALTURA (M)	NOTA 3			
21 TIPO DE TAPA	UNIBOLT	CIERRE RAPIDO			
22 MATERIAL DE LA TAPA		ASTM A-105			
23 LIBRAJE DE LIBRAS (ANSI)		600 #			
24 DISPOSITIVO A LANZAR		CEPILLO RASPATUBOS			
25 DETECTOR DE PASOS		VETCOLOG			
26 PESO DEL EQUIPO (KG)		NOTA 1			
27 CORROSION PERMISIBLE (PLG)		0.0625			
28 RELEVADO DE ESFUERZOS		# 1150°F +/-50°F			
29 CODIGOS	BARRIL	ASME SEC VIII DIV I			
	TEE	ANSI B 31 8			
	BRIDAS	ANSI B.16 5			

TABLA 5.2 CUESTIONARIO TECNICO (HOJA 2)

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO		CUESTIONARIO TECNICO			
PLANTA	Est. De compresión gas	CONTRATO	M-7016	HOJA	2 DE 3
LOCALIZACION	Bahía Blanca Arg	NO. REQUISICION		FECHA	Mar-98
SERVICIO	GAS NATURAL			POR	
FABRICANTE		NO. UNIDADES	1	APROBO	
LANZADORES					
INFORMACION DE DISEÑO			IMP	PROP FABR	ALTERNATIVA
31 VOL DESPLAZADO DEL FLUIDO HIDRAULICO					
32 PRS MAX RE EN EL FLUIDO HIDRAULICO					
33 VALVULAS SOLENOIDES					
34 VALV SOBRE LINEA PRINC	TIPO	BOLA	NOTA 2		
	DIAM (PLG)	30	NOTA 2		
	CONEXION	SOLDABLE	NOTA 2		
35 VALV DE BLOQUEO AL BARRIL	TIPO	BOLA	NOTA 2		
	DIAM INT (PLG)	PASO COMPLETO	NOTA 2		
	CONEXION	SOLDABLE	NOTA 2		
36 VALV SOB LINEA DE PATEO	TIPO	BOLA	NOTA 2		
	DIAM (PLG)	12	NOTA 2		
	CONEXION	BRIDADA	NOTA 2		
37 VALV DE LINEA DE DESVIO	TIPO	-	NOTA 2		
	DIAM (PLG)	-	NOTA 2		
	CONEXION	-	NOTA 2		
38 VALV DE DRENAJE	TIPO	BOLA	NOTA 2		
	DIAM (PLG)	2	NOTA 2		
	CONEXION	BRIDADA	NOTA 2		
39 VALV DE VENTEO	TIPO	BOLA	NOTA 2		
	DIAM (PLG)	2	NOTA 2		
	CONEXION	BRIDADA	NOTA 2		
40 VALV DE BY-PASS DE LA VALV DE SEGURIDAD	TIPO	-	NOTA 2		
	DIAM (PLG)	-	NOTA 2		
	CONEXION	-	NOTA 2		
41 VALV DE SEGURIDAD	TIPO	NOMINAL	NOTA 2		
	TAMAÑO	3/4 * 1"	NOTA 2		
	CONEXION	ROSCADA	NOTA 2		
42 TUB DE CONEX DE VALV. SEG	DIAM NOMINAL (PLG)	-	NOTA 2		
	MATERIAL	-	NOTA 2		
	ESPESOR (PLG)	-	NOTA 2		
43 TUB DE LINEA DRENAJE	DIAM NOMINAL (PLG)	2	NOTA 2		
	MATERIAL	ASTM A53 GRB	NOTA 2		
	ESPESOR (PLG)	0.218	NOTA 2		
44 TUB LINEA DE PATEO	DIAM NOMINAL (PLG)	12	NOTA 2		
	MATERIAL	ASTM A53 GRB	NOTA 2		
	ESPESOR (PLG)	0.406	NOTA 2		
45 TUB DE LINEA DE DESVIO	DIAM NOMINAL (PLG)	-	NOTA 2		
	MATERIAL	-	NOTA 2		
	ESPESOR (PLG)	-	NOTA 2		
46 TUB DE VENTEO Y DE VALV DE SEGURIDAD	DIAM NOMINAL (PLG)	2	NOTA 2		
	MATERIAL	ASTM A53 GRB	NOTA 2		
	ESPESOR (PLG)	0.218	NOTA 2		
47 MANOMETRO 4 1/2" D			NOTA 2		
48 TERMOMETRO 5" D			NOTA 2		
49 PINTURA EXTERIOR					

5.3 ESPECIFICACIÓN GENERAL PARA TEE ESPECIAL

5.3.1 Requisición de las trampas de servicio

Esta especificación y las hojas de datos anexas, definen los requerimientos para el diseño, fabricación y preparación de tees especiales para lanzador y receptor de diablos.

Los accesorios deberán estar de acuerdo con los esquemas que se mencionan en la requisición correspondiente.

Los equipos a proveer deben cumplir, en lo que a fabricación, inspección y pruebas se refiere, lo prescrito en el código ANSI B31.8, última edición.

La operación de los equipos, de los que son componentes las tees especiales, será en forma intermitente. La operación será manual, lanzando y recibiendo un solo diablo.

5.3.2 Requerimientos de diseño

Los accesorios deberán ser diseñados de acuerdo a los siguientes documentos:

(a) Especificaciones y estándares

- Accesorios
 - ANSI B31.8 ULTIMA EDICION
- Soldaduras
 - GE No. 1-105/80
 - ASME Sec. I VIII, Div. I
 - Sec. IX y Sec. I
- Preparación de Superficies
 - NORMA SSPC-SP 6-63
 - NORMA SSPEC-SP 1067 T
 - Disposición Interna no. 2297
- Bridas
 - ANSI B.16.5
 - MSS SP-44
 - ASTM A-105
- Preparación de Superficie
 - Norma SSPC-SP-6-63
 - Norma SSPEC-SP 1067 T (DISPOSICION INTERNA NO. 2297)
- Protección Anticorrosiva
 - GE No. 1-108
- Calificación de Radiólogos
 - IRAM-CNEA Y-500-1003

13) Tee especial

Los accesorios deberán ser diseñados de acuerdo con lo prescrito en el código ANSI B.31.8, última edición.

La presión y la temperatura de diseño serán especificadas en el cuestionario técnico.

La tee de flujo deberá ser del tipo especial para lanzador o receptor de diablos, no son aceptables las tees con barras guías.

(E) Material

Tee especial API-5LX-Gr-60

5.3.3 Fabricación

14) Inicio de fabricación

La fabricación no puede iniciarse hasta que el fabricante haya recibido con aprobación los dibujos de taller.

(B) Soldadura

Todas las soldaduras se harán de acuerdo a los procedimientos de soldadura calificados, como está estipulado por los códigos aplicables. La soldadura será aplicada únicamente por soldadores que han sido calificados de acuerdo a la sección IX del código ASME y como se requieran los procedimientos de soldadura y materiales aplicables. Esto será verificado por la inspección.

No podrá iniciarse ningún trabajo de soldadura sin cumplir antes lo indicado en el punto b).

(C) Inspección

La inspección será ejercida por el comprador y PEMEX GAS a través de la persona que ellos designen.

Los inspectores tendrán libre acceso en cualquier etapa de fabricación y será obligatoria su presencia y certificación en todas las pruebas y ensayos que deben realizarse.

La inspección queda facultada para rechazar cualquier procedimiento, material o equipo a su juicio no satisfactorio.

5.3.4 Pruebas

Prueba Hidrostática

La unidad completa será probada hidrostáticamente a 1.5 veces, la máxima presión permisible de trabajo y siguiendo las prescripciones del código ANSI B.31.8.

Previo a la prueba, todas las soldaduras se limpiarán suficientemente como para permitir una inspección adecuada.

Las soldaduras a tope serán 100% radiografiadas.

5.3.5 Limpieza y Pintura

(A) Extensión de los trabajos

Todas las superficies exteriores (en contacto con la atmósfera en condiciones de operación) deberán ser limpiadas y pintadas de acuerdo a los puntos b) y c).

Las superficies interiores deberán quedar libres de materiales sueltos, escorias de soldadura, cascarilla de laminación, etc.

(B) Limpieza

Las superficies indicadas en a) deberán ser limpiadas por arenado grado comercial según SSPC-SP 6-63.

(C) Pintura

Las superficies indicadas en 5.1.5 deberán ser pintadas con dos manos de cromato de zinc alquidálico de 50 a 60 micrones de espesor de película seca de cada una, inmediatamente después del arenado.

5.3.6 Preparación del embarque

Los equipos deben ser convenientemente preparados para el transporte terrestre. Para ello el proveedor dispondrá de los medios de protección adecuados para impedir la corrosión interna y externa por ataque atmosférico.

Las partes maquinadas serán protegidas contra la corrosión con una película aislante que pueda ser fácilmente removida con diluyentes.

En las conexiones bridadas y el extremo abierto de los equipos se proveerán cegadas con discos de madera o plástico.

Las conexiones para soldar se entregarán anclados sobre estructuras de madera aptas para el manejo con auto elevador y/o lingado.

5.3.7 Obligaciones del proveedor

A) General

Emitir planos de detalle constructivos de los elementos a fabricar para someter a aprobación del comprador.

Deberá realizar las pruebas y ensayos necesarios y confeccionar los formularios para la aprobación de soldadores y procedimientos de soldadura.

Comunicar al comprador con anticipación la fecha de realización de cada una de las pruebas e inspecciones que resulten necesarias de acuerdo a las normas y cláusulas que conformen esta especificación.

B) Garantía

En la oferta debe indicarse claramente el tiempo de garantía que el proveedor ofrece para el equipo.

El vendedor deberá garantizar la buena operación del equipo.

El proveedor deberá contar con las refacciones necesarias para todos los componentes del equipo.

Las inspecciones o pruebas no liberan al vendedor de su obligación a garantizar el equipo, materiales y/o mano de obra, si la falla ocurre dentro del periodo de garantía.

5.3.8 Requisitos específicos del proyecto

Los requisitos específicos del proyecto que siguen, son parte de esta especificación y se complementan (tabla 5.4).

TABLA 5.4 CUESTIONARIO TECNICO PARA TEE ESPECIAL DE FLUJO.

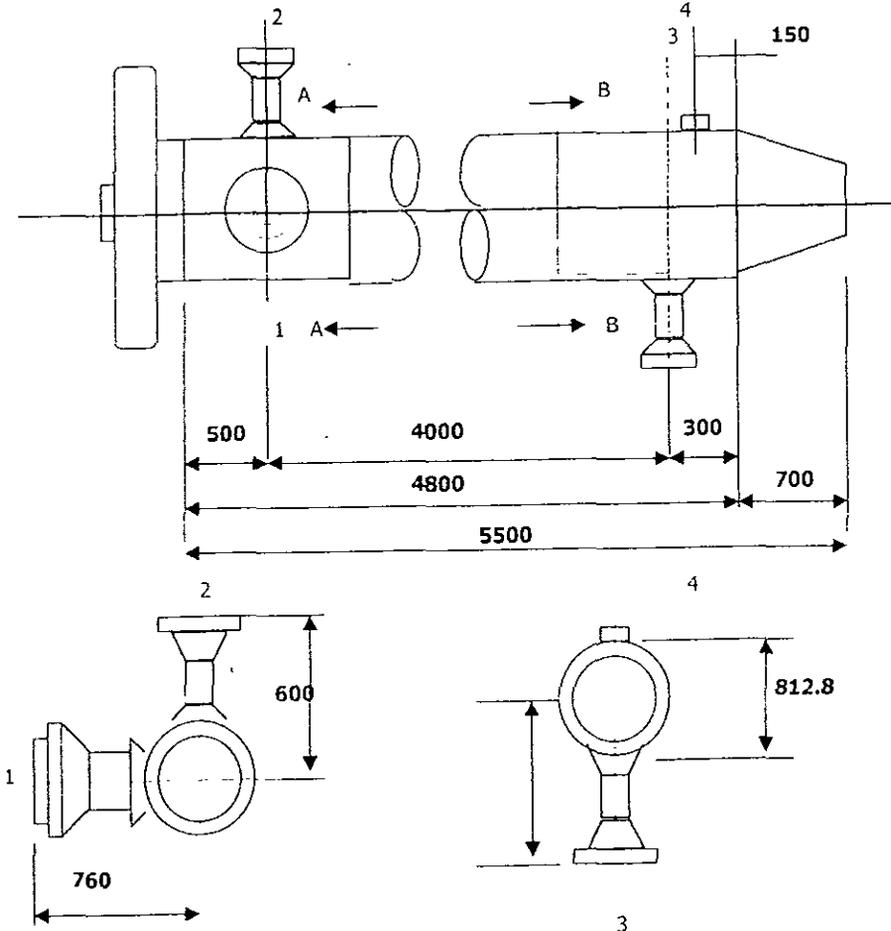
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO		CUESTIONARIO TECNICO			
PLANTA	Est. De compresión gas	CONTRATO	1A-7016	HOJA	1 DE 3
LOCALIZACION	Bahía Blanca Arg	NO. REQUISICION		FECHA	Mar-98
SERVICIO	GAS NATURAL			POR	
FABRICANTE		NO. UNIDADES		1 APROBO	
TEE ESPECIAL DE FLUJO PARA TRAMPAS DE DIABLOS					
INFORMACION DE DISEÑO		IMP	PROP. BASE FABR	ALTERNATIV.	
1 TIPO DE UNIDAD	Tee especial de flujo				
2 DIAM. NOM. DE LA TUBERIA AL BARRIL (PLG)	NOTA 2				
3 MATERIAL DE LA TUBERIA AL BARRIL	NOTA 2				
4 ESPESOR DE LA TUB. AL BARRIL (PLG)	NOTA 2				
5 CONEXION DE LA TUBERIA AL BARRIL	SOLDABLE				
6 DIAM. NOMINAL DEL BARRIL (PLG)	NOTA 2				
7 MATERIAL DEL BARRIL	ASTM A515 GR70				
8 ESPESOR DEL BARRIL (PLG)	NOTA 2				
9 REDUCCION DEL BARRIL	CONCENTRICA				
10 MATERIAL DE LA REDUCCION	NOTA 4				
11 ESPESOR DE LA REDUCCION (PLG)	NOTA 1				
	DIAMETRO INT. (PLG)	NOTA 3			
12 TEE ESPECIAL FLUJO MATERIAL	API 5 LX Gr 60				
	ESPESOR	NOTA 3			
13 PESO DE LA TEE ESPECIAL	NOTA 1				
14 CORROSION PERMISIBLE (PLG)	0.0625				
15 RELEVADO DE ESFUERZOS	1150 *F +/-				
	50 *F				
16 CODIGO	ANSI B 31.8				
17 PINTURA EXTERIOR					
18 RECURRIMIENTO INTERIOR					
19 PRUEBAS DE SOLDADURA	100 % RADIOGRAFIADO				
20 PRUEBA HIDRAULICA	REQUERIDA				
21 TIEMPO DE ENTREGA	NOTA 1				
22 LAB.					
INFORMACION DE PROCESO					
COMPOSICION		% MOL	PROPIEDADES FISICAS		
AGUA		0.00	PM = 18.35		
NITROGENO		0.85/1.52	VISCOSIDAD= CP (T=) * API =		
BIOXIDO DE CARBONO		1.79/0.19	CONDICIONES DE OPERACION		
ACIDO SULFURICO		0.00	PRESION MAXIMORRDIS (Kg/cm ² man)	/70	
HIDROCARBUROS		97.36/98.22	TEMP. MA. PRUEBA (°C)	60/20/105	
OBSERVACIONES					
NOTA 1 INFORMACION QUE DEBERA SER SUMINISTRADA POR EL PROVEEDOR					
NOTA 2. POR OTROS					
NOTA 3 REFERIRSE AL ESQUEMA ANEXO NO.5.1					
NOTA 4. EL MATERIAL DE LA REDUCCION ASI COMO SUS PROPIEDADES MECANICAS DEBERAN SER COMPATIBLES CON EL API 5 LX Gr. X60.					

5.4 HOJAS DE DATOS DE LAS ESTACIONES DE SERVICIO

**INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
SUBDIRECCION DE INGENIERIA DE PROYECTOS DE EXPLOTACION**

PLANTA	ESTACION DE COMPRESION	GENERAL CERRI	HOJA 1 DE	1	REV.
LOCALIZACION: BAHIA BLANCA, ARGENTINA		EDICION	FECHA	APR. PO R	FECHA
CONTRATO M-7016					HECHA POR
CLAVE TS-201					
NO. DE UNIDADES 1 (UNA)					

HOJA DE DATOS DE PROCESO



CORTE "A-A"

CORTE "B-B"

BOQ. NO.	φ BOQ.	SERVICIO
1	12"	GAS DE PATEO
2	2"	VENTEO Y PSV
3	2"	DRENE
4	1/4"	MANOMETRO

ACOT. MM.

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
SUBDIRECCION DE INGENIERIA DE PROYECTOS DE EXPLOTACION

PLANTA: ESTACION DE COMPRESION	GENERAL CERRI	HOJA 1 DE 1	REV.
LOCALIZACION: BAHIA BLANCA, ARGENTINA	EDICION	FECHA	FECHA
CONTRATO M-7016			HECHA POR
CLAVE TS-201			
NO. DE UNIDADES 1 (UNA)			

HOJA DE DATOS DE PROCESO

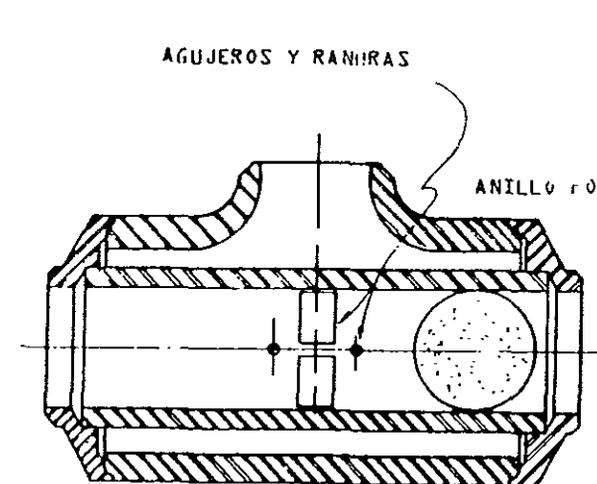
NOTA:

PARA SERVICIO DE GAS NO SE CONSIDERAN LOS AGUJEROS.

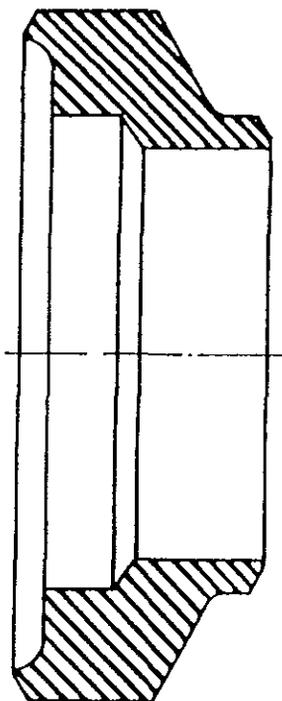
AGUJEROS Y RANURAS

ANILLO FORJADO

CORTE DE LA TEE



EL DIAMETRO INTERIOR SERA DEL MISMO DIAMETRO DE LA TUBERIA DE LLEGADA



DETALLE ANILLO

TEE DE FLUJO

5.5 INFORME DE LA INSPECCIÓN CON LOS EQUIPOS CALIBRADOR E INSTRUMENTADO

5.5.1 Informe del pasaje de diablos

PASAJE DE DIABLO CALIBRADOR #1

Lanzamiento: 5:10 P.M. del 25 de marzo de 1994.
Recepción: 4:16 P.M. del 26 de marzo de 1994.
Comentarios: Se recibió en buenas condiciones

PASAJE DE DIABLO INSTRUMENTADO #1

Lanzamiento: 4:12 P.M. del 27 de marzo de 1994.
Recepción: 5:40 P.M. del 28 de marzo de 1994.
Comentarios: Se recibió en buenas condiciones

La cinta magnética de la grabadora fue extraída del instrumento y utilizando la capacidad reproductora VPS se obtuvo un registro de campo. Después de analizar el registro de campo, se decidió que la información registrada era aceptable para un análisis más profundo en las instalaciones de Vetco Pipeline Services, Inc. En Houston, Texas.

Utilizando el registro de campo, se escogieron los siguientes sitios para excavaciones de correlación.

EXCAVACION NO. 1

Esta zona está situada aproximadamente a 202.75 metros aguas arriba de AGM KM. 170+000. Esta sección no reveló indicaciones de origen externo, habiéndose obtenido lecturas de ultrasonido de 0.147" y 0.122" Ver figura 5.3.

EXCAVACION NO. 2

Esta zona está situada aproximadamente a 33.50 metros aguas arriba de AGM KM. 140+000. Esta sección no reveló indicaciones de origen externo, habiéndose obtenido lecturas de ultrasonido de 0.317" y 0.206" Ver figura 5.4.

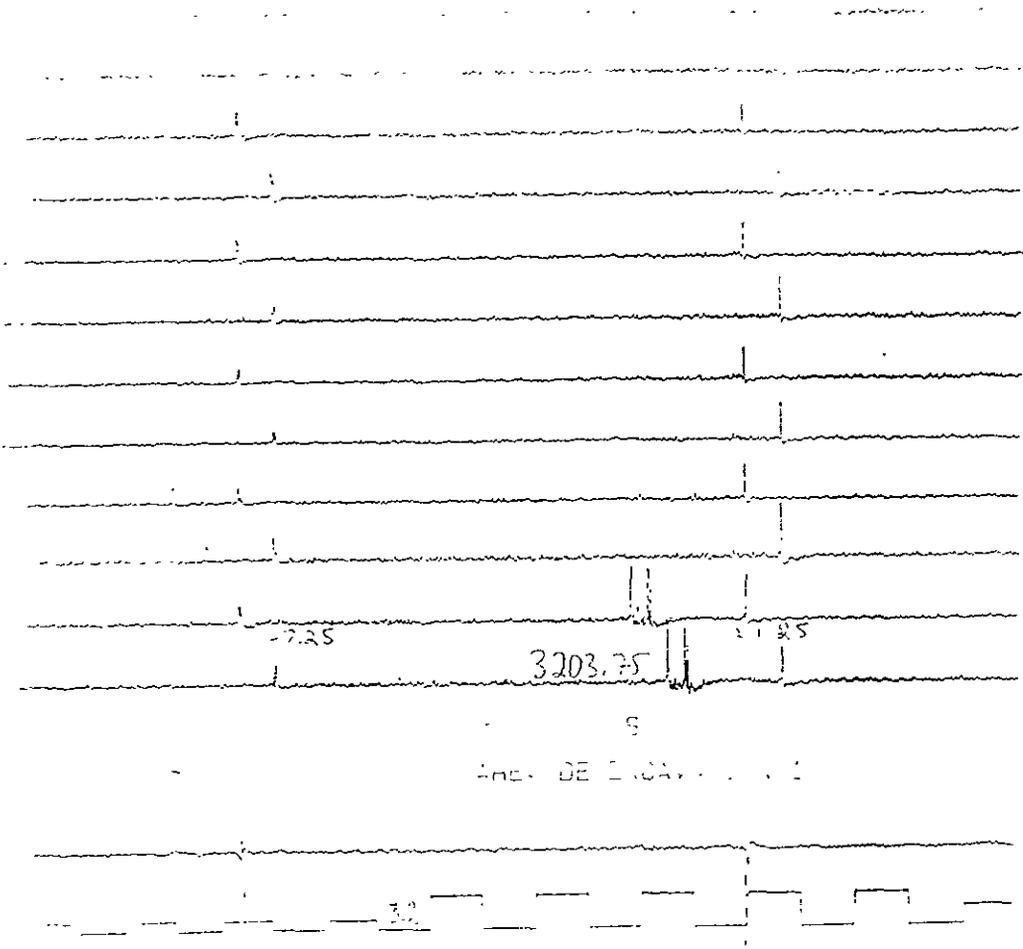


Figura 5.3 Resultados excavación 1

5.5.2 Anomalías Magnéticas

Hay 1409 indicaciones en los registros de naturaleza tal que, en la opinión de VPS, representan anomalías magnéticas de una profundidad aproximada de 10% a 25% de penetración en la pared. Indicaciones de este tipo se señalaron con una “L” (ligera en los registros (figura 5.3).

Hay 76 indicaciones en los registros de naturaleza tal que, en la opinión de VPS, representan anomalías magnéticas de una profundidad aproximada de 25% a 50% de penetración en la pared. Indicaciones de este tipo se señalan con una “M” (moderada) en los registros (figura 5.4).

Hay 22 indicaciones en los registros, de naturaleza tal que, en la opinión de VPS, representan anomalías magnéticas de una profundidad de más de 50% o más de penetración en la pared. Indicaciones de este tipo se señalan con una “S” (severa) en los registros.

5.5.3 Deformación Física

Hay 13 indicaciones en los registros de naturaleza tal que, en la opinión de VPS, representan **una envoltura desconocida en la pared del tubo**. Indicaciones de este tipo se señalan con un cuadrado en los registros (■).

5.5.4 Otras

Hay 41 indicaciones en los registros de naturaleza tal que, en la opinión de VPS, representan **una envoltura desconocida en la pared del tubo**. Indicaciones de este tipo se señalan con un hexágono en los registros (●).

Hay 12 indicaciones en los registros de naturaleza tal que, en la opinión de VPS, representan **posible metal en proximidad a la pared del tubo**. Indicaciones de este tipo se señalan con un diamante en los registros (◆).

5.5.5 Observaciones finales

La clasificación de los registros se basó sobre tramos del gasoducto y no sobre cada anomalía individual. La peor condición en un tramo de ducto se toma para darle una clasificación a ese tramo. Por ejemplo, si un tramo se clasifica “S” puede haber una o más anomalías de clase “S” en el tramo y puede haber un número de anomalías “M” o “L” en el mismo tramo. A los tramos que tienen tanto anomalías magnéticas como deformaciones físicas del ducto, se les aplica el grado de la anomalía magnética más significativa en este tramo.

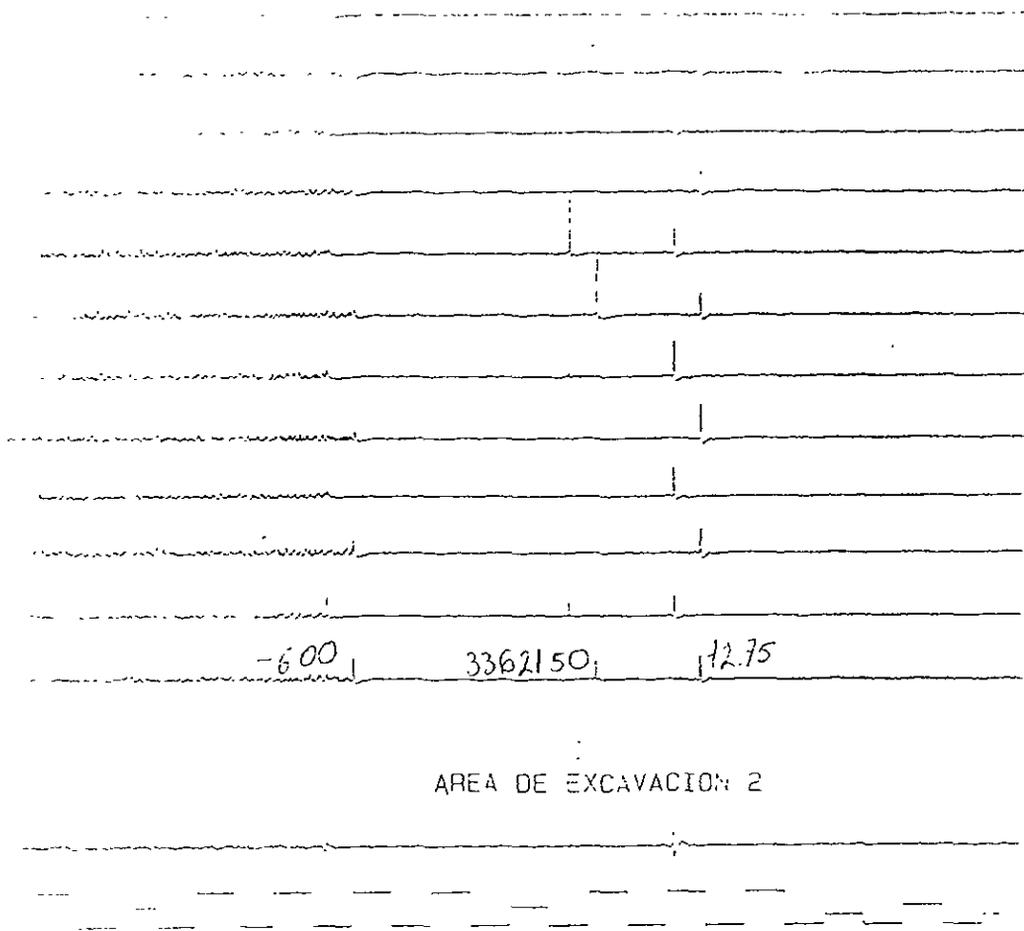


Figura 5.4 Resultados excavación 2

5.6 DOCUMENTOS OBTENIDOS

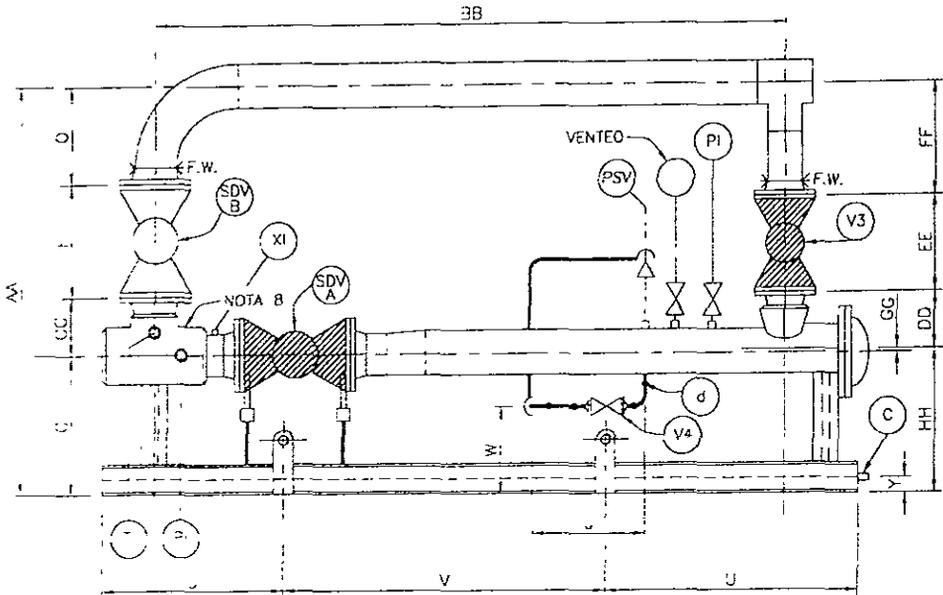
5.6.1 PLANO DIMENSIONAL PARA LANZADORES

A) DETALLES DE ESTE PLANO FIGURA 1 Y FIGURA 2: DETALLES DE PLANTA Y ELEVACION.

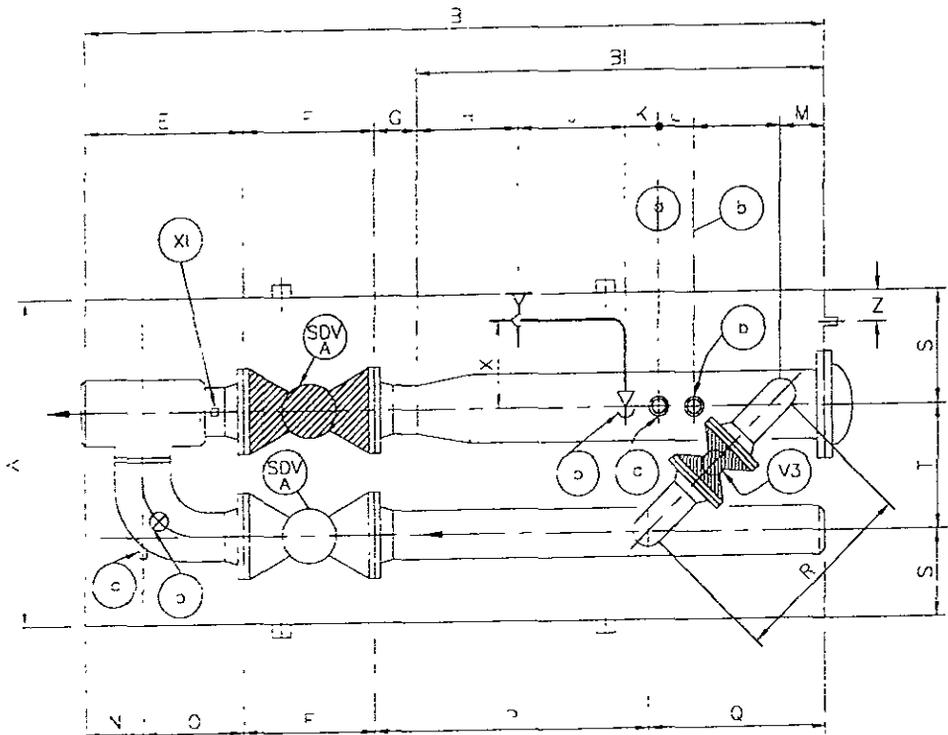
5.6.2 PLANO DIMENSIONAL PARA RECEPTORES DE DIABLOS LINALOG

A) DETALLES DE ESTE PLANO FIGURA 1 Y FIGURA 2: DETALLES DE PLANTA Y ELEVACION.

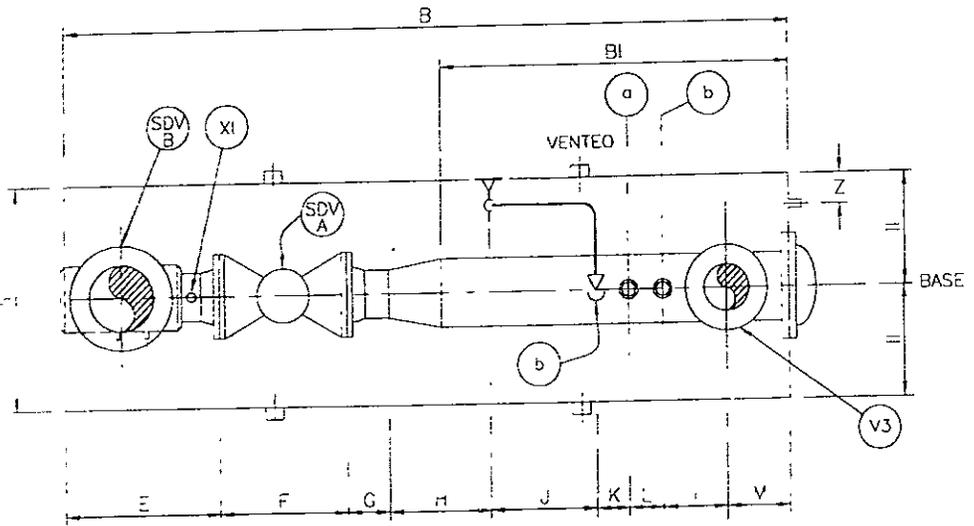
5.6.3 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION PARA UNA TRAMPA DE DIABLOS



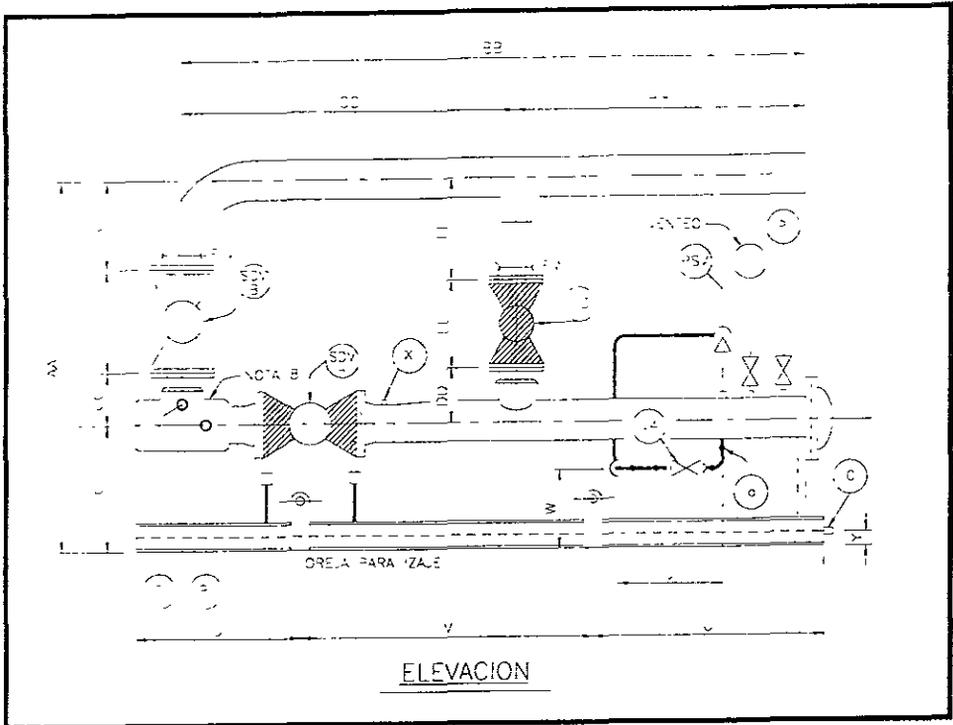
Detalle de plano dimensional de lanzadores (PLANTA).



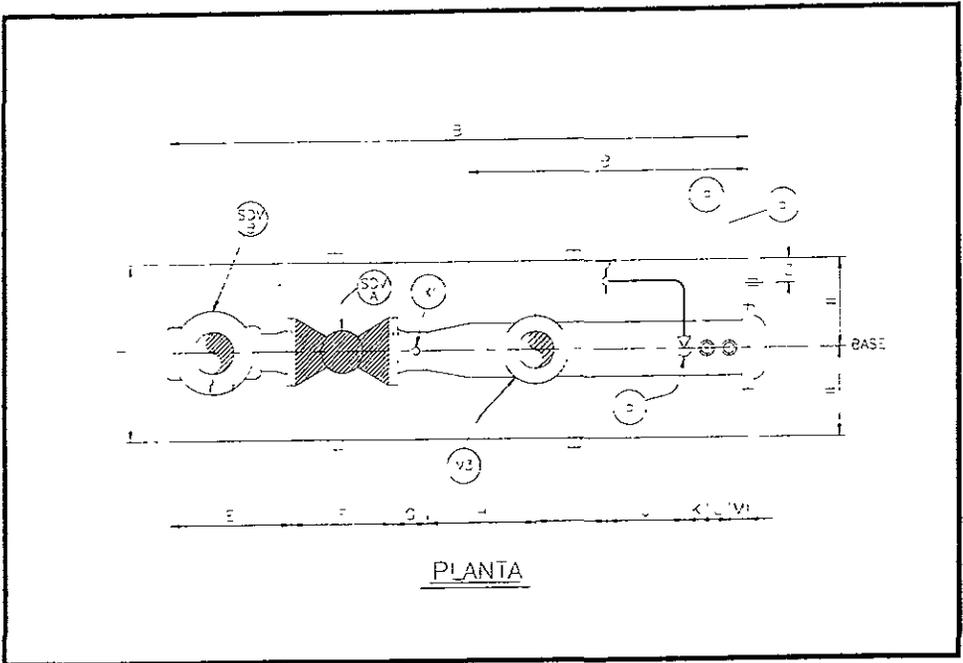
Detalle de plano dimensional de lanzadores (PLANTA).



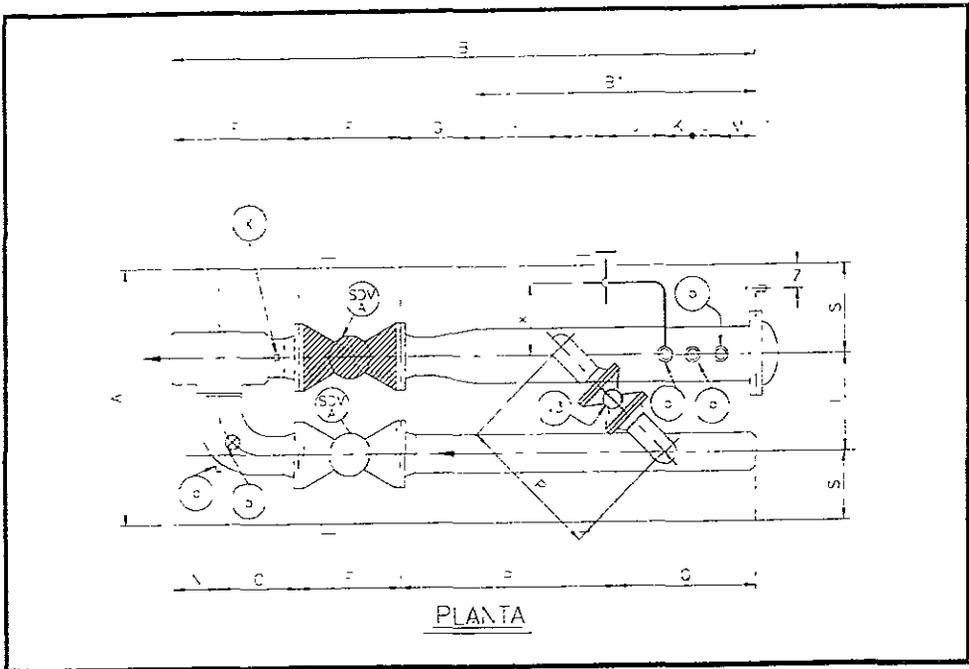
Detalle de plano dimensional de lanzadores (ELEVACION).



FIGURAS 2

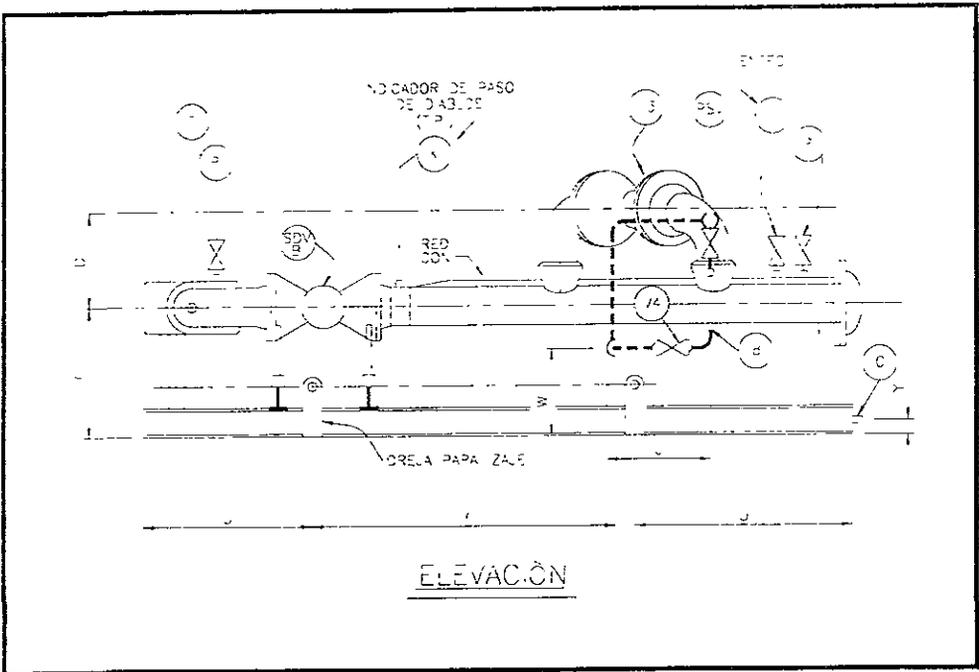


FIGURAS 2

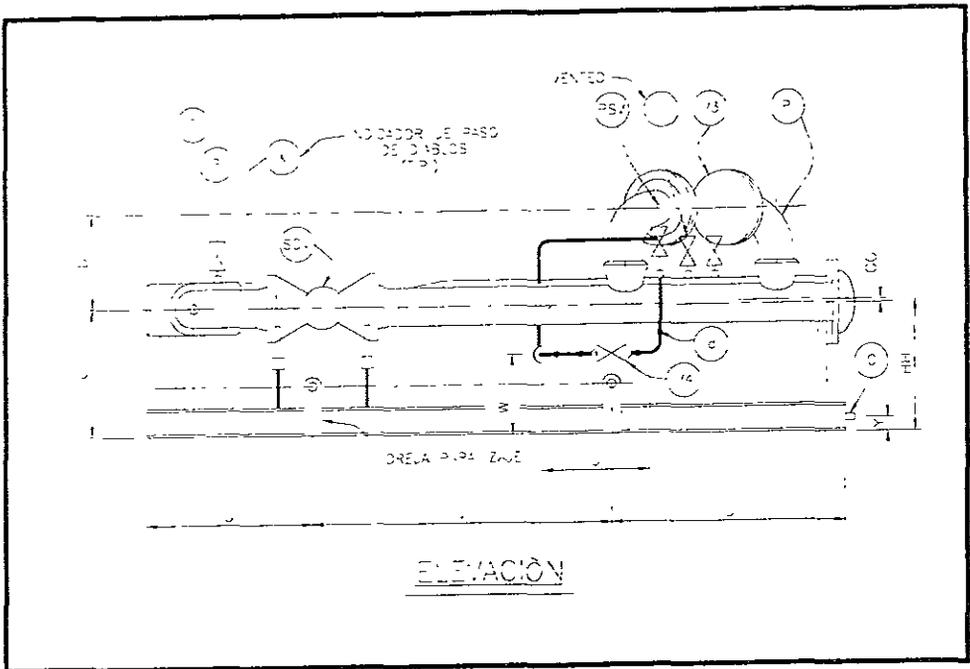


PLANTA

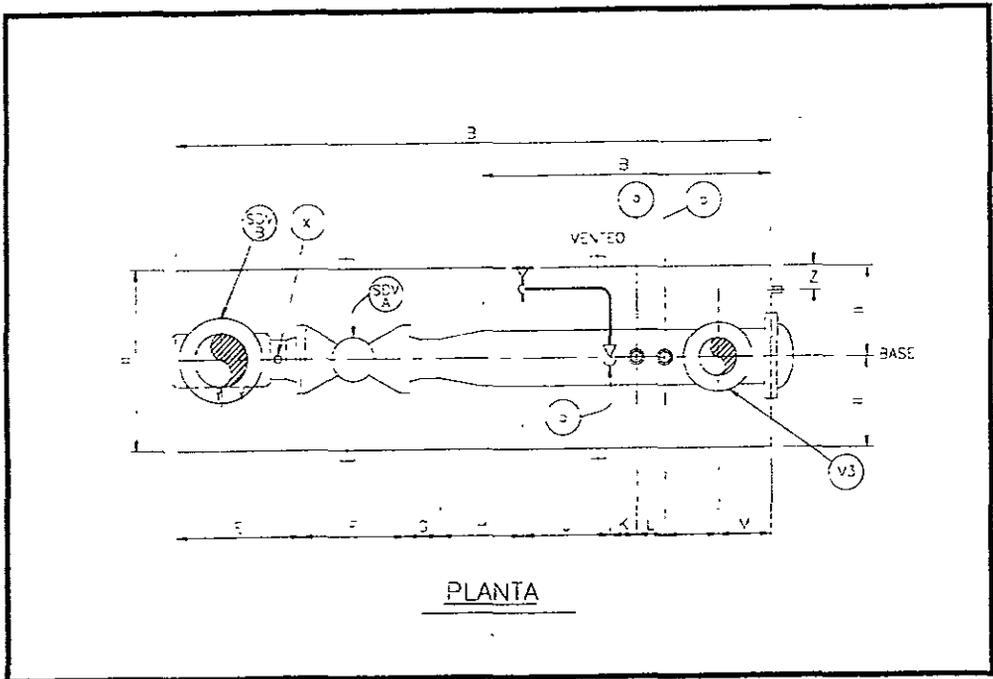
FIGURAS 1



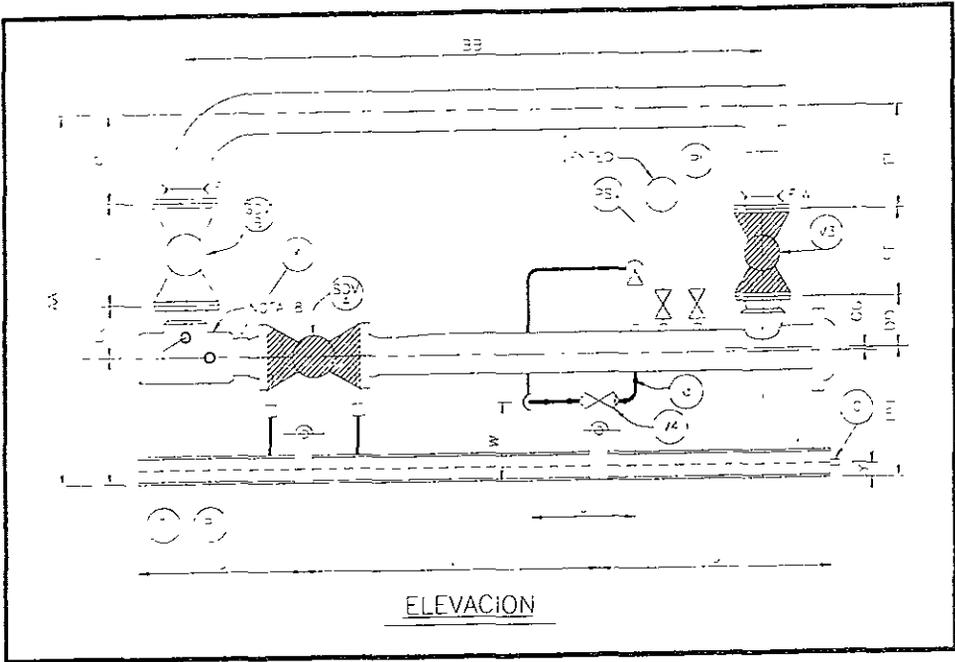
FIGURAS 1



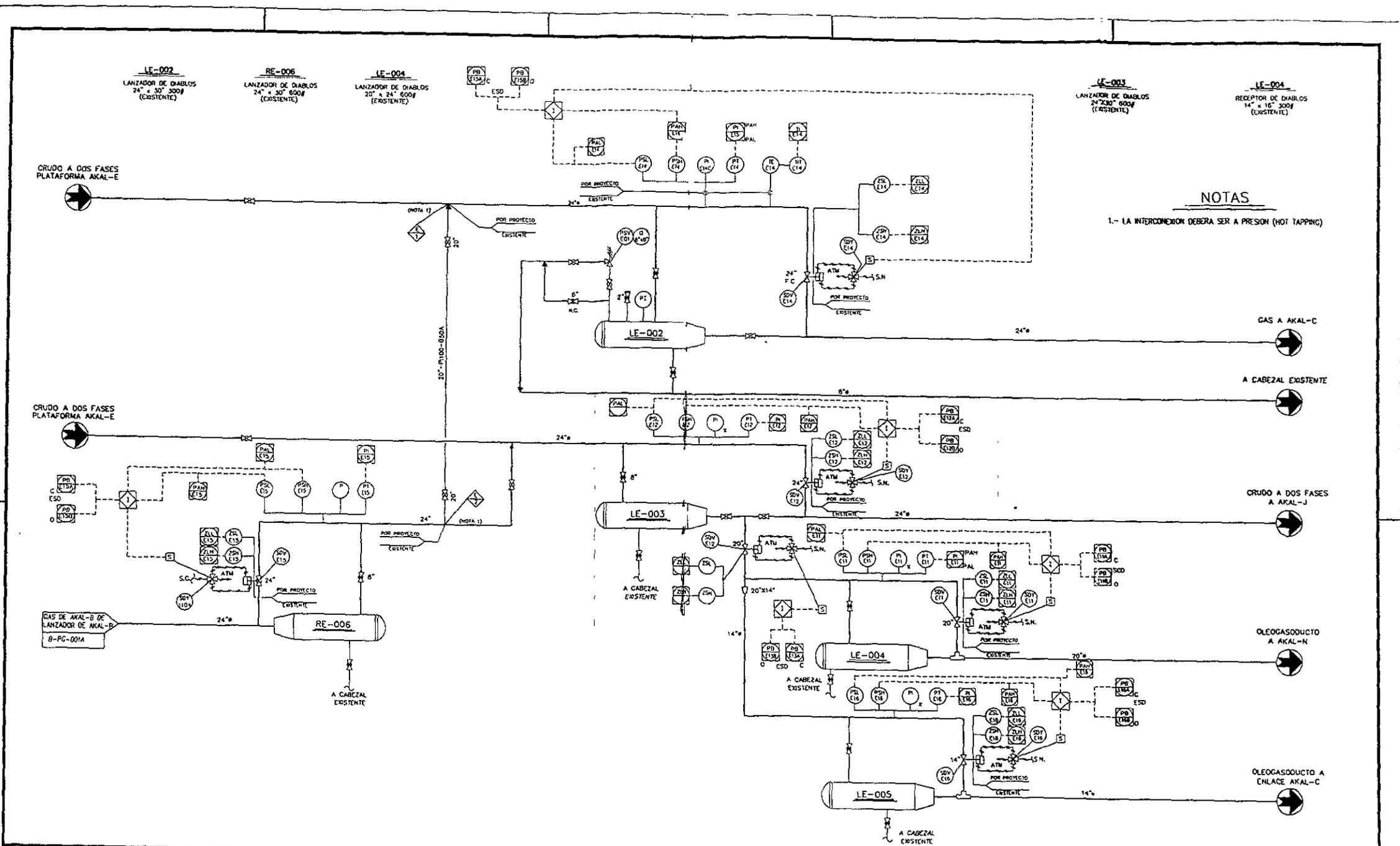
F I G U R A S 1



FIGURAS 2



FIGURAS 2



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

REV	FECHA	MODIFICACION	ELABORADO POR	APROBADO POR	PROYECTO	FECHA	ESTADO
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION				CMM COMPLEJOS MARITIMOS MEXICANOS			
DISEÑO, PROCURA Y ADECUACIONES AL COMPLEJO AKAL-J, AKAL-N MODULAR Y PLATAFORMAS SATELITES ASOCIADAS EJEMPLO DE DTD PARA RESIS "INSPECCION Y LIMPIEZA DE GASODUCTOS QUE TRANSPORTAN GAS NATURAL USANDO DIABLOS DE LANZADORES Y RECEPTORES DE DIABLOS"						PROYECTO No. EPC-2 LOCALIDAD MEXICO D.F.	
						AKAL-E-A-432	

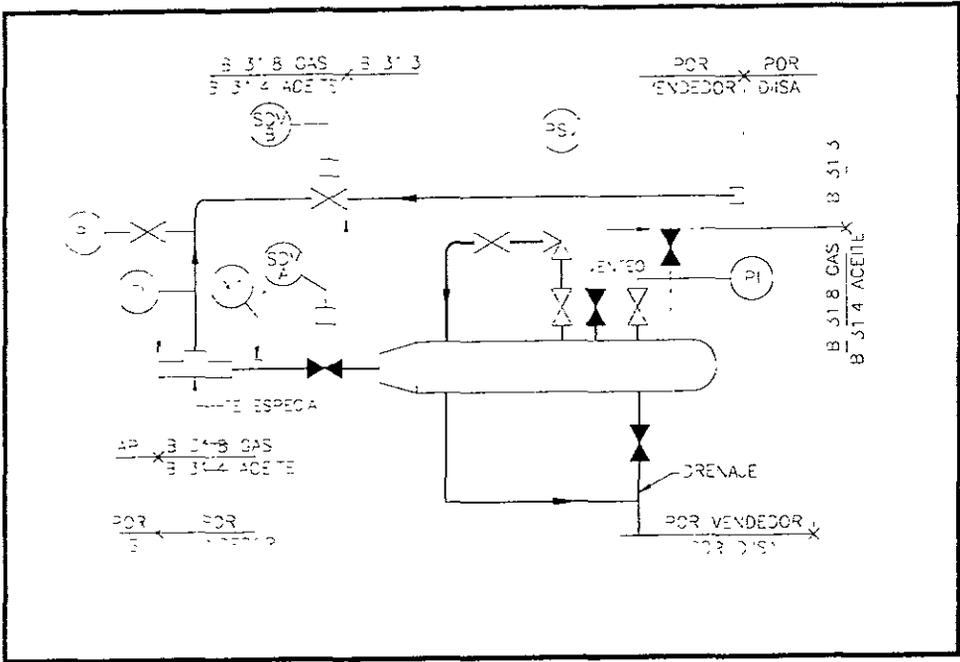


DIAGRAMA ESQUEMATICO

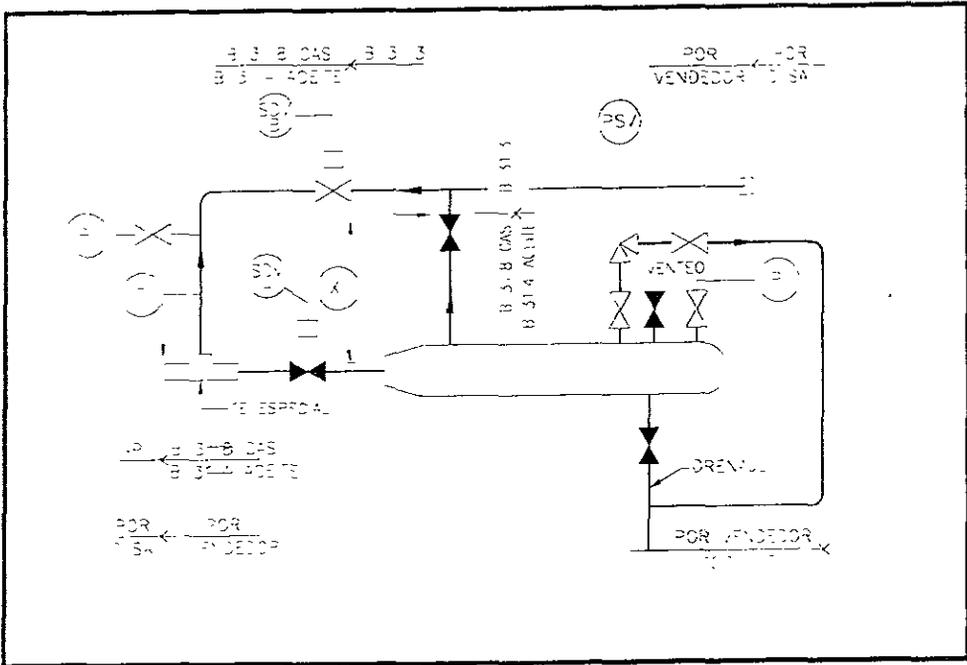


DIAGRAMA ESQUEMATICO

5.7 DIABLO CONTENIENDO UNA CAMARA APLICADO A GAS NATURAL

5.7.1 Procedimiento

En principio, con el uso de una cámara es mucho más fácil encontrar defectos provocados por corrosión y erosión causados, en este caso por la presencia de gas natural, debido a que presenta el estado en fotografías.

Tennessee Gas, realizó este estudio⁴. Se realizan dos corridas con el diablo calibrador, al día siguiente, se hace la corrida con el diablo que contiene la cámara.

El número de fotografías que se obtuvieron en el estudio fueron 50, en blanco y negro, las cuales, si se requiere, pueden convertirse a placas en color. Además, se obtiene 200 placas a color. Los lentes están colocados cara hacia abajo, expuestas hacia el cuadrante donde el líquido puede acumularse.

Su velocidad es de 6.6 ft por segundo. Las fotografías son tomadas aproximadamente cada 27 segundos. Cada dos segundos, se recarga la batería, para que no haga falta la luz necesaria. También es importante mencionar que se tienen sensores para que a cada 50 ft, donde existe algún accesorio.

Después de tener las fotografías, se revisan para saber en qué segmento de la línea es necesario hacer una nueva corrida y tomar fotografías más específicas. Las fotografías rinden la información que diablos instrumentados no logran obtener.

5.7.2 Configuración del diablo

La figura 5.5 describe un diablo conteniendo una cámara. Su longitud es de 54 in., puede ser de dos o tres copas. En el de tres copas, incluye un tubo con placas soldadas. Este tubo contiene un disecante de alúmina activada, para el sistema de inyección de gas seco. Una bomba inyecta el gas seco hacia el área donde están los lentes de la cámara, para evitar perder visibilidad.

Si alguno de los líquidos penetra al área de la cámara, un tubo sifón transfiere el líquido a la parte frontal del diablo.

Este sistema, revoluciona la inspección de ductos ya sea nuevos o antiguos.

⁴ Clarke, Fred. "Camera pig checks weldments internal coating offshore" PIPELINE & GAS JOURNAL, March, 1981

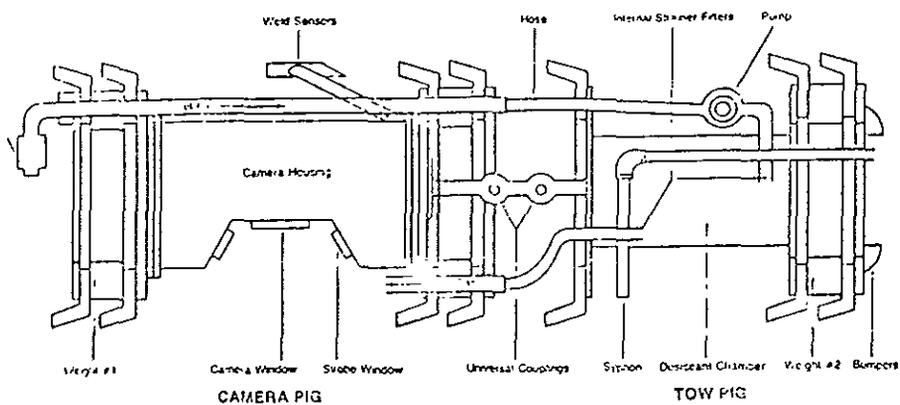


Figura 5.5 Diablo que contiene una cámara

CONCLUSIONES

El contenido de este trabajo está encaminado principalmente para comprender mejor los detalles así como los aspectos fundamentales que se requieren para llevar a cabo un estudio de inspección y limpieza en un gasoducto, en este caso, para el transporte de gas natural, producto que cada día está cobrando mayor importancia tanto en la vida industrial como en la cotidiana, al ser cada vez más sólidos los rumores de su introducción como combustible primario.

Es también una referencia para otros sistemas gaseosos, ya que el manejo de trampas de diablos y los principios de los raspatubos no cambian sustancialmente.

Al haber hecho un recorrido por lo que es la tecnología del gas natural, principios de diseño de tuberías, establecer los sistemas de inspección y limpieza existentes, los procedimientos y un ejemplo de su aplicación práctica. Obviamente, este es un trabajo que toca solo una parte de este amplio tema y que precisamente pocas veces o es probable que nunca se traten en el aula de clases.

Los resultados, siempre indican la gravedad de los problemas. Es probable que contando con un estudio tan sencillo como es la inspección de un tubo puedan prevenirse graves accidentes, invirtiendo en él solo una vez cada cinco años, al ser un estudio bastante caro, no puede hacerse muy seguido pero, esto se hará dependiendo del material que se transporte, sobre todo, encaminado al bienestar de la comunidad, uno de los mayores objetivos del ingeniero químico.

ANEXOS :



I. ESPECIFICACIONES PARA DIABLOS

II . FOTOGRAFIAS DE TRAMPAS DE DIABLOS

Gauging Pigs

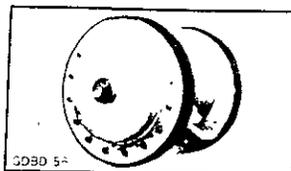
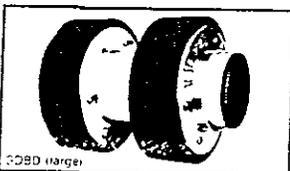
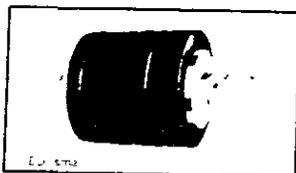
Supplied with 95% gauging plate unless otherwise specified
WARNING Set Pigalert plunger to "Passed" or withdraw completely before using gauging pigs!



with optional gauging plate)

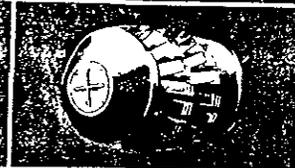
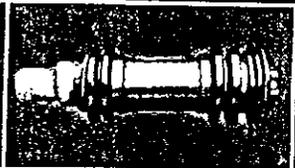
Bi-directional Pigs

For use during hydrostatic testing instead of sonar's, thereby saving a pipe cut out at each section



Intelligent Pig

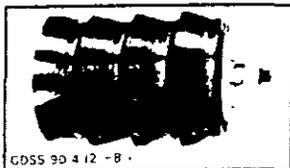
1.400
 1.400
 1.400

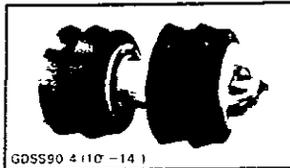
Swabbing & Separation Pigs

Pig cups are normally made of polyurethane but neoprene nitrile or viton are supplied for special applications. Segmented section cups are fitted to 56" and to some other large sizes for optimum economy. Wheeled pigs for gas and increased buoyancy pigs for long distance liquid pipelines are supplied to minimise pig cup wear.

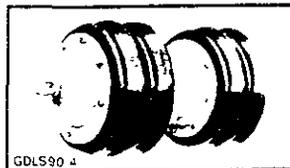
Hardwear foam pigs combine high strength tear resistant elastomeric V-THANE polyurethane with a flexible cellular matrix. Foam Pigs are available for the fast and cheap swabbing and clearing of pipelines, especially internally coated lines.



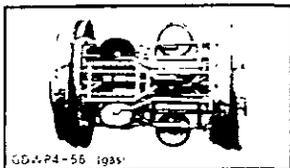
GDSS 9D 4 (2-8)



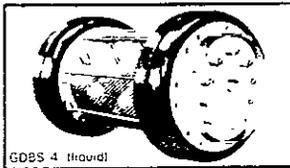
GDSS90 4 (10-14)



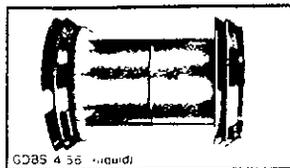
GDLS90 4



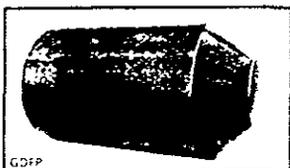
GDV-P4-56 1985



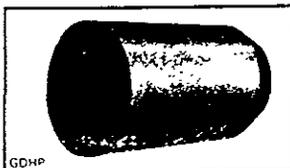
GD85 4 (liquid)



GD85 4 56 (liquid)



GDFP

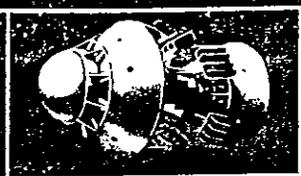


GDHP



SPHERE

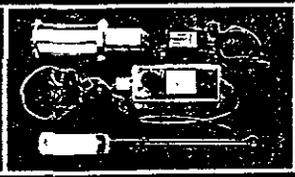
Special Pigs



GDHP



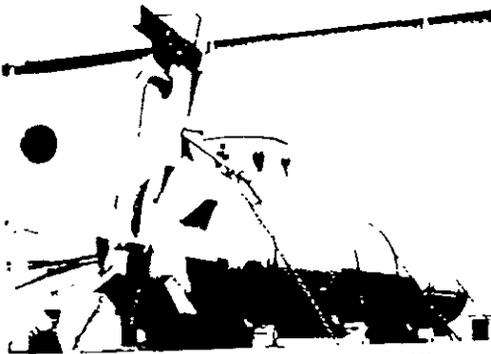
GDLS90 4



GDV-P4-56 1985



DIVERSAS FOTOGRAFIAS DE TRAMPAS DE DIABLOS

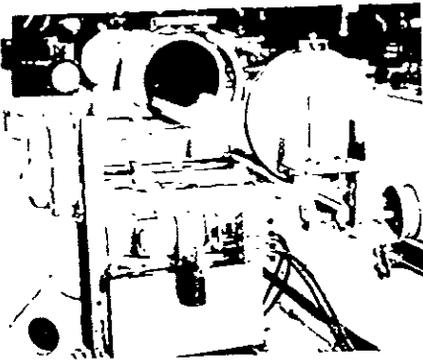
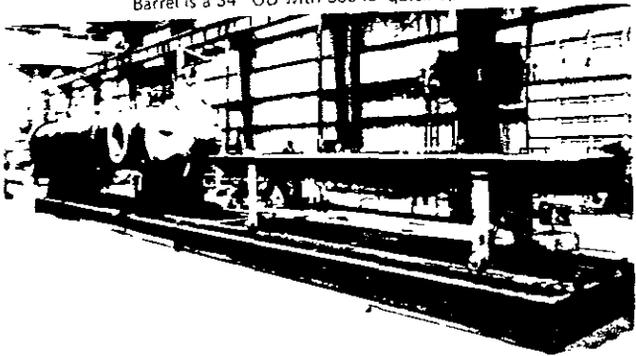


Scraper trap for 42" line. Barrel is a 46" OD with 200 lb quick opening closure.

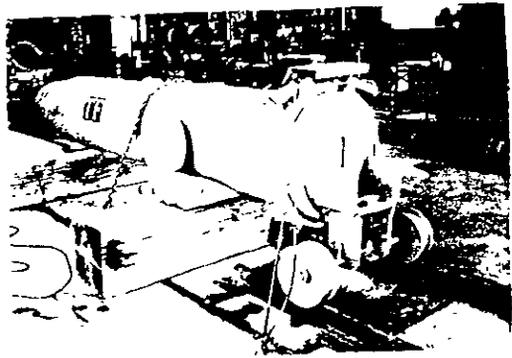


A complete skid-mounted 30" receiving module. This system was supplied with all associated piping, a 36" diameter drain sump tank and weld in ball valves for mainline piping. Barrel is a 34" OD with 300 lb quick opening closure.

Skid-mounted laundry with external quick opening trap for 48" line. The skid includes a 59" x 31" barrel. The skid acts as a pipe and provides the laundry with a 51" OD with 225 lb quick opening closure.



Receiving barrel for 24" line. Barrel equipped with 30" x 300 lb TFES PRESSURE LOCK™ closure with hydraulic operator. Internal tray is attached to closure cover for unloading pig. This system includes hydraulic power unit (in foreground) for operating closure and a hydraulic winch for opening and closing receiver. Picture on right shows closure in closed and latched position.



BIBLIOGRAFIA

1. Austin, George T. (1991) "MANUAL DE PROCESOS QUIMICOS EN LA INDUSTRIA" tomo I, Mc Graw Hill. México: 105-118.
2. Barreiro, Eduardo M.: "EL GAS EN EL MUNDO. COMPARACION CON ARGENTINA" Revista Petroquímica, Petróleo, Gas y Química: año 14 no. 127, Argentina: Octubre 1996.
3. Bernal G. J., Manuel, Acosta G., Raúl (IMP) "PREDICCIÓN DE LAS CONDICIONES DE FORMACIÓN DE HIDRATOS EN EL GAS NATURAL, EN LA REGION: LIQUIDA RICA AGUA-HIDRATO-GAS" Revista del IMP Vol. XV, No. 3, Julio, México, 1982.
4. Clarke, Fred (GEO Pipeline Services, Houston Tx.) "CAMERA PIG' CHECKS WELDMENTS, INTERNAL COATING OFFSHORE" Pipeline & Gas Journal, March 1981.
5. Clarke, Fred (GEO Pipeline Services, Houston Tx.) "PIPELINE CAMERA PIG: SEEING IS BELIEVING WHEN VIEWING PHOTOGRAPHS OF PIPELINE SURFACES" Pipeline & Gas Journal, April, 1981.
6. Clerehugh Gerald. (Gas Corp.) "HERE'S EXPERIENCE OF BRITISH GAS WITH ONLINE INSPECTION" Oil & Gas Journal, January, 1983.
7. Clerehugh Gerald. (Gas Corp.) "PIPE INSPECTION DATA INTERPRETATION DETAILED". Oil & Gas Journal, February, 1983.
8. Conde Mata César "¿QUE ES LA PETROQUIMICA? Revista Entorno Químico Canacindra, Octubre, 1997.
9. Estrada, Javier "NO PELIGRA LA GENTE CON LOS DUCTOS DE GAS NATURAL" Comisión Reguladora de Energía (CRE): abril, 1998.
10. Funge, William J. Chong, Kais, Juran, David I. "OFFSHORE PIPELINE FACILITY SAFETY PRACTICES" Report no. DOT/MTB/SPSO-77/14, LIBRO 334-33.
11. Grimes, Keith (British Gas Insp. Services Inc.) "STRESS CORROSION CRACK IN LINE PIG SHOWS PROMISE IN TESTS" Pipeline & Gas Industry, March 1995.
12. Ibañez, Rafael (T.D. Williamson) "PRINCIPIOS DEL USO DE RASPATUBOS" Reimpreso de Petróleo Internacional, Abril 1981.
13. Jiménez R., Alfredo "PRODUCCION RECORD DE GAS NATURAL" Excélsior 10 de abril de 1998, Año LXXXI Tomo II.

14. Joesten, Melvin D., Johnston, David O., Metterville, John T., Wood, James L. (1991) "WORLD OF CHEMISTRY"; Sanders Golden Sunburst Series, U.S.A.: 374-377.
15. Perry, Robert H. (1994) "MANUAL DEL INGENIERO QUIMICO" Mc Graw Hill 6-39 – 6-70.
16. Seproductos, S.A. de C.V. "LOS LIMPIATUBOS, UNA CIENCIA O UN ARTE" T.D. Williamson. Marzo, 1993.
17. Smart John S., Pickthall, Tom (Dynamic Monitoring Systems); "ON LINE SISTEM DEVELOPED FOR MEASURING INTERNAL CORROSION" Pipeline & Gas Industry, March 1995.
18. T. D. Williamson "GUIDE TO PIGGING".
19. Tiratsoo, J.N.H. (1988) "PIPELINE PIGGING TECHNOLOGY" Gulf Publishing Co., Houston Tx., U.S.A.
20. Troncal del Sistema de Gas Natural, Octubre, 1977.
21. VerNooy B. P.E. "DESIGN OF A LARGE PIPELINE PLUGGING JOB" T.D. Williamson.
22. Webb, D. C., (1979) "ART OF PIPELINE PIGGING" The American Society of Mechanical Engineers, N.Y. U.S.A.

Catálogos consultados:

1. AMF Tuboscope Pipeline Services
2. General Descaling Company Limited "A Complete Range of Pigs"
3. PEMEX, 1997 "Refinería Miguel Hidalgo"
4. Shuck Gruppe "Gas Molchscheuse"
5. Vetcolog Pig Pipeline Inspection. VETCO Services Combustion Engineering Inc.

Informes y Manuales:

1. TECHINT-SADE-SIDECO-IMP-PMT-ICA-ICAMEX-CONDUX, "MANUAL DEL GASODUCTO LOMA DE LA LATA-BAHIA BLANCA-BUENOS AIRES Y OBRAS COMPLEMENTARIAS", Septiembre, 1987.
2. VETCO Services, "INFORME DEL ESTUDIO VPS a CPI, POLIDUCTO DE 16" LOMA LARGA A DONAJI" Mayo, 1995.
3. VETCO Services, "MANUAL DE INFORMACIÓN GENERAL DEL ESTUDIO VETCOLOG PRESENTADO A PETRÓLEOS MEXICANOS" Octubre, 1982.