

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



“ Métodos de Detección de Defectos en el Oleoducto Nor - Peruano ”

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO

CLAUDIO AURELIO GOYBURO CALDERON

PROMOCION: 1974 - I

LIMA . PERU . 1993

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I INTRODUCCION	5
CAPITULO II : GENERALIDADES	11
2.1 DESCRIPCION DE LA RUTA	12
2.1.1 Selva	12
2.1.2 Andes	14
2.1.3 Desierto Costeño	15
2.2 ESPECIFICACIONES DE LA TUBERIA	16
2.2.1 Revestimiento Protector	16
2.3 CONSTRUCCION	17
2.3.1 Excavación de la zanja	19
2.3.2 Doblado de la Tubería	20
2.3.3 Uniones Soldadas	21
CAPITULO III: DEFECTOS TIPICOS EN OLEODUCTOS	23
3.1 PRODUCIDOS DURANTE LA FABRICACION	23
3.2 PRODUCIDOS EN LAS UNIONES SOLDADAS	24
3.3 PRODUCIDOS POR EL ALMACENAMIENTO	26
3.4 PRODUCIDOS DURANTE EL TRANSPORTE	27
3.5 PRODUCIDOS DURANTE EL DOBLADO	29
3.6 REDUCCION DIAMETRAL	30
3.7 DEFORMACION POR ABOLLADURAS	32
3.8 REDUCCION DEL DIAMETRO VS SEGURIDAD	33

CAPITULO IV	METODOS UTILIZADO PARA DETECTAR DEFECTOS	36
4.1	NECESIDAD DE INSPECCIONAR	36
4.2	METODOS INDIRECTOS DE INSPECCION	38
4.3	METODOS DIRECTOS DE INSPECCION	39
4.3.1	Pruebas Hidrostáticas	40
4.3.2	Inspeccionen servicio	41
CAPITULO V	TECNICAS PARA LA DETECCION DE DEFECTOS MEDIANTE RASPATUBOS INSTRUMENTADOS	42
5.1	RASPATUBOS NO INTELIGENTES O CONVENCIONALES	42
5.1.1	Raspatabos empujadores	43
5.1.2	Raspatabos separadores	45
5.1.3	Raspatabos limpiadores	47
5.2	RASPATUBOS INTELIGENTES	50
5.3	RASPATUBOS GEOMETRICOS	54
5.3.1	Raspatabos calibradores	54
5.3.2	Inspector Kaliper	56
5.3.3	Otros equipos para Inspección Geométricas	63
5.4	RASPATUBOS DETECTORES DE DEFECTOS EN PARED DE TUBERIAS	68
5.4.1	Raspatabos Magnéticos	68
5.4.1.1	Clasificación de Defectos	73
5.4.1.2	Registro Gráfico	75
5.4.1.3	Acondicionamiento del Oleoducto para la Inspección	77
5.4.1.4	Consideraciones Adicionales	80
5.4.1.5	Inspección	80
5.4.1.6	Limitaciones	82
5.4.2	Raspatabos de Ultrasonido	83

VI

5.4.2.1	Principios de Funcionamiento	84
5.4.2.2	Descripción	86
5.4.2.3	Presentación e interpretación de los registros	88
5.4.2.4	Limitaciones y usos	90
5.4.3.	Raspatubos de corrientes Parásitas	90
5.4.3.1	Principios de Funcionamiento	90
5.4.3.2	Descripción	91
5.4.3.3	Presentación de los Registros	93
5.4.3.4	Limitaciones y usos	93
5.4.4	Raspatubos de Video Grabación	94
5.4.4.1	El vehículo	96
5.5	ULTIMOS AVANCES EN RASPATUBOS DE FLUJO MAGNETICO Y DE ULTRASONIDO	98
5.5.1	Flexibilidad de las Herramientas	99
5.5.1.1	Magnética	99
5.5.1.2	Ultrasonido	101
5.5.2	Sistema Sensor	102
5.5.2.1	Magnéticos	102
5.5.2.2	Ultrasonido	104
5.5.3	Localización de Progresivas	105
5.5.4	Grabación Digital	106
5.5.4.1	Magnético	107
5.5.4.2	Ultrasonido	108
5.5.5	Despliegue de la información	110
5.5.5.1	Ultrasonido	110
5.5.5.2	Magnética	112
CAPITULO VI	RESULTADO DE SU APLICACION EN EL OLEODUCTO NOR PERUANO	113
6.1	ANTECEDENTES	113

VII

6.2 CALIBRACIONES DE LA TUBERIA	116
6.2.1 Primera Calibración	116
6.2.1.1 Resultados obtenidos	116
6.2.1.2 Conclusiones y Recomendaciones	118
6.2.2 Segunda Calibración	118
6.2.2.1 Resultados obtenidos	120
6.2.2.2 Conclusiones y recomendaciones	121
6.2.3 Tercera Calibración	122
6.2.3.1 Resultados obtenidos	123
6.2.3.2 Conclusiones y Recomendaciones	124
6.3 PROYECTO DE INSPECCION DEL TRAMO I	125
6.3.1 Método de Control de Corrosión	127
6.3.2 Programa	129
CONCLUSIONES	133
BIBLIOGRAFIA	137
ANEXOS	138
ANEXO I RESULTADOS DE LAS CORRIDAS EFECTUADAS EN EL AÑO DE 1992	139
ANEXO II RESULTADO DE LAS CORRIDAS EFECTUADAS EN EL AÑO 1984	150
ANEXO III RESULTADO DE LAS CORRIDAS EFECTUADAS EN EL AÑO 1992	159
ANEXO IV CUESTIONARIO TIPICO PARA REALIZAR CORRIDA DE INSPECCION	177

PROLOGO

Acogiéndome al Convenio firmado entre la Universidad Nacional de Ingeniería y Petróleos del Perú, con el fin de dar facilidades a los bachilleres para que puedan lograr su Titulación Profesional, brindándoles la asesoría necesaria en sus centros de trabajo, es que decidí desarrollar el presente tema de Tesis, sobre las técnicas de inspección de tuberías mediante raspatubos instrumentados.

Los Oleoductos representan inversiones mayores de capital y su existencia es crítica para el bienestar y el abastecimiento energético de una nación.

Al momento de diseñar y construir un oleoducto el cumplimiento de las normas y procedimientos permiten contar con una obra libre de defectos. Sin embargo, al correr el tiempo la tubería sufrirá un deterioro gradual durante su vida útil, a pesar de la aplicación de técnicas efectivas de prevención de la corrosión, como son la protección catódica, los revestimientos, los tratamientos químicos, etc.

El deterioro inevitable de las tuberías en servicio hace necesario la implementación de técnicas de inspección a fin de verificar si la tubería se encuentra apta para transportar el producto que acarrea. La inspección con instrumentos manuales o

robotizados solo es práctica para extensiones muy reducidas de tuberías e involucran costosas excavaciones. Las pruebas hidrostáticas requieren sacar la tubería temporalmente fuera de servicio y solo detectan las áreas debilitadas a través de la falla del material, sin embargo no se consigue una información sobre la condición general de la tubería, en especial en aquellas zonas cuyos defectos han soportado la prueba de presión.

Ante este panorama, se ha implementado la Técnica de Inspección de Tuberías en servicio mediante el uso de raspatabos instrumentados, los cuales permiten la inspección total de extensos tramos de tubería a un costo razonable sin afectar su operación normal, las que vamos a desarrollar en la presente tesis, volcando toda la experiencia adquirida sobre este tema durante los años de trabajo en OPERACIONES OLEODUCTO de PETROLEOS DEL PERU.

A continuación detallamos resumidamente los capítulos que conforman el presente proyecto de tesis.

Capítulo (1) Se **inicia** la presentación de los primeros conceptos, desarrollados más profundamente en los capítulos siguientes, sobre la necesidad de la inspección interna de los Oleoductos en servicio y la gran importancia que esta reviste en los tiempos actuales.

- Capitulo (2) Se da una descripción general de las principales partes del Oleoducto Nor Peruano, involucradas en este trabajo, tales como las especificaciones de la tubería y su tendido.
- Capitulo (3) Se detallan las características de los principales defectos que presentan las tuberías, utilizadas principalmente en Oleoductos.
- Capitulo (4) Se da una descripción sobre los métodos indirectos y directos utilizados para el control y verificación del deterioro en tuberías en servicio.
- Capitulo (5) Se hace un detallado análisis del desarrollo que han tenido los raspatubos, hasta llegar a los instrumentados, llamados inteligentes.
- Capitulo (6) Se hace una evaluación pormenorizada de los resultados obtenidos en las diferentes corridas efectuadas en el Oleoducto Nor Peruano.

A continuación se presentan las Conclusiones a las que se llegan luego de efectuar el presente estudio y además la bibliografía utilizada así como también los adjuntos que nos permiten visualizar mejor la información presentada.

Aprovecho la oportunidad para expresar mi reconocimiento

y agradecimiento a la Universidad Nacional de Ingeniería, por la realización de este convenio que me ha permitido presentar este trabajo y a cada uno de los Catedráticos que sacrificando parte de su tiempo, nos apoyaron viajando a cada una de nuestras Operaciones en Provincia para brindarnos su asesoría.

Debo hacer mención especial al Ing. Juan Hori por su comprensión y paciencia en su invaluable asesoramiento, para hacer realidad este proyecto de Tesis.

Finalmente, quisiera también agradecer a Petróleos del Perú, empresa que me ha brindado la oportunidad de desarrollarme profesionalmente y muy especialmente a la Gerencia de OPERACIONES OLEODUCTO por brindarme su constante apoyo y permitirme disponer de la información necesaria para la **ejecución** de este trabajo.

INTRODUCCION

La principal razón para un sistema de tuberías, es la de transportar confiable y eficientemente un producto o productos en la forma de fluido. Virtualmente en todos los casos, existen alternativas de transporte tales como por carretera, ferrocarril o buques-tanques.

La selección inicial y la continuidad de uso de un sistema de tuberías, está en las ventajas económicas que tiene cuando se le compara con las otras alternativas.

La economía ofrecida por un sistema de tubería resulta del ahorro directo al hacer más eficiente el transporte o al ahorro indirecto obtenido de la producción ininterrumpida.

Durante los últimos 15 años, Operaciones Oleoducto ha venido realizando los máximos esfuerzos para preservar y mantener en óptimo estado, los cerca de 1,000 kilómetros de tubería de diferentes diámetros que atraviesan las tres regiones naturales de nuestro territorio y que representa el mayor porcentaje de la inversión ejecutada en su construcción.

Una falla inesperada de un tramo de esta tubería puede representar serios perjuicios económicos y grandes daños

ecológicos al medio ambiente por donde atraviesa.

Se desarrollaron estudios para aplicar tratamiento químico interno para prevenir y controlar la corrosión interna de la tubería; se desarrollaron programas de monitoreo constante de los potenciales de la Protección Catódica, para prevenir la corrosión exterior; se implementó un sistema de limpieza interior mediante raspatubos con escobillas de fierro o de poliuretano y muchas otras medidas mas.

Sin embargo ninguna de las medidas tomadas nos permiten asegurar que no se producirá una falla, por que no sabemos cual es el estado real de la configuración geométrica (abolladuras, aplastamientos, pliegues etc.) y la magnitud de la perdida de espesor de la pared de la tubería debido principalmente a la corrosión interna o externa, en toda la extensión de nuestro Oleoducto.

Es por esto que se desarrolló todo un estudio y se evaluaron las diferentes alternativas posibles que nos permitan tener la seguridad o por lo menos disminuir la probabilidad de una falla imprevista de la tubería.

Durante el desarrollo de la presente Tesis, se ha querido volcar toda la experiencia acumulada en la solución de este problema para que sirva como precedente y faciliten en el futuro la toma de decisiones referente a los próximos oleoductos que se puedan construir en nuestro país y desde

el inicio se tomen en cuenta las facilidades necesarias para implementar un programa continuo de evaluación mediante raspatabos instrumentados, por ser la única alternativa que nos permite asegurar la operación confiable de nuestros oleoductos, en forma económica.

Se podría considerar que al pasar raspatabos a un oleoducto o sistema de tuberías se reducirían las potenciales economías que se logran, por lo siguiente:

- La operación de la línea debe ser necesariamente interrumpida para permitir el paso del raspatabo.
- En algunos casos se puede requerir modificar las condiciones de operación para variar su velocidad o presión.

Existe siempre el riesgo de que un raspatabo se detenga y pare toda la producción, obligando a incurrir en sustanciales y en algunos casos inaceptables costos de reacondicionamiento del sistema.

Sin embargo, recientes investigaciones demuestran que un adecuado programa de pasadas de raspatabos es esencial para el eficiente funcionamiento del sistema de tuberías.

Es necesario pasar raspatabos durante y después de la construcción, para el comisionado y a través del periodo de operación de la tubería.

Además al incrementarse la probabilidad de bloqueo o daño, un programa regular de mantenimiento e inspección reducirá el riesgo de que falle la tubería e incrementará la vida de servicio del sistema. Estos programas utilizan varios tipos de chanchos o raspatubos.

La denominación de "CHANCHO" (PIG) para nombrar a estos dispositivos probablemente se debe al sonido que generaban al avanzar girando dentro de la tubería y producir un rozamiento contra la misma, en los días en que los "Chanchos" eran hechos con discos de tracción de cuero y escobillas de acero.

Otra posible explicación está referida a la apariencia de estos dispositivos cuando son retirados de la tubería.

Aunque los sistemas de tubería para agua están en operación hace cientos de años, no hay indicios de que fueran usados hasta finales del siglo 19 o comienzos del 20.

No sorprende que con la configuración de estas tuberías fuera prácticamente imposible cualquier pase de "chancho", muchos de estos sistemas eran alimentados solamente por gravedad, por lo que las presiones eran inadecuadas.

A comienzos del presente siglo se inició la construcción en los Estados Unidos de un gran número de Oleoductos y Gasoductos. Estas líneas fueron generalmente de pequeños

diámetros y operaban a modestos caudales y presiones. No fue requerida una alta eficiencia y lo principal era mantener el diámetro interior relativamente limpio.

Como se incrementó la demanda de energía, las tuberías se hicieron mas grandes y largas, se creó la necesidad de fabricar raspatabos mecánicos. Estos fueron fabricados con discos de tracción de cuero con flejes de acero y cuchillas.

Posteriormente los discos de cuero fueron reemplazados por copas de jebe y los flejes con las cuchillas rascadoras por escobillas circulares de alambre. Esto produjo raspatabos más robustos.

El descubrimiento y la explotación de campos de gas natural creó el boom en el tendido de tuberías produciendo una rápida transición de pequeños diámetros, cortas distancias y bajas presiones, a sistemas de grandes diámetros, grandes distancias y altas presiones.

Bajo estas circunstancias, los diseñadores no pudieron acumular gran experiencia, y no es sorprendente, que se cometieran muchos errores, uno de lo cuales fue diseñar sistemas de tuberías sin considerar facilidades para su posterior mantenimiento, particularmente con respecto al paso de raspatabos (chanchos).

Un raspatabo o "Chancho" puede ser descrito resumidamente

como un pistón de libre movimiento el cual es introducido en una tubería para realizar una función.

Estos pueden ser separados en 2 clases

- A - No Inteligentes.- Raspatubos para realizar una función de mantenimiento u operación.

- B - Inteligentes.- Raspatubos que transmiten información acerca de la condición o comportamiento de la tubería.

CAPITULO 2

GENERALIDADES

El sistema del oleoducto Nor Peruano recibe petróleo de las instalaciones colectoras de Petroperú, ubicadas en San José de Saramuro y Andoas en la Selva Peruana y lo transporta hasta Bayovar en la Bahía de Sechura.

Para realizar esta función cuenta con:

3	Estaciones colectoras	- Estación 1
		- Estación 5
		- Estación Andoas
5	Estaciones de rebombeo	- Estación 6
		- Estación 7
		- Estación 8
		- Estación 9
		- Estación Morona
1	Terminal de embarque	- Bayovar

Todo este sistema esta interconectado mediante tuberías:

Entre Est. 1 - Est. 5	- 303 Km. de 24" de Dia.
Entre Est. 5 - Bayovar	- 549 Km. de 36" de Dia.
Entre Andoas - Est. 5	- 240 Km. de 16" de Dia.

2.1. DESCRIPCION DE LA RUTA

La ruta general del sistema de tuberías del Oleoducto Nor Peruano que se muestra en la gráfica 2.1, se extiende desde una playa de tanques en la selva peruana hasta un terminal marítimo. La ruta sigue una dirección hacia el Oeste, cruzando los Andes en el Paso de Porculla a una elevación de 2,400 mts. A continuación damos una descripción mas detallada de la ruta a través de cada una de las tres regiones.

2.1.1. Selva

La ubicación de la ruta comienza en San José de Saramuro, pequeño caserío en el río Marañón ubicado a 20 Km. aproximadamente al sudoeste de Concordia. La línea va paralelamente al curso del río Marañón, mientras se mantiene al lado norte del río. El oleoducto cruza al río Marañón a mitad de camino entre Puerto América y Borja, justo al sur del lugar llamado Puerto Delfos. En este punto cruza el río Marañón y luego continua hacia el oeste para cruzar la primera cadena de montañas a unos 40 Kms. del río.

2.1.2. Andes

Desde la cadena de cerros, la línea se extiende en dirección oeste hasta el río Nieva, desde donde marcha paralelamente a él, hasta un punto a 5 Km. al sur de la unión del río Quebrada Changos con el río Nieva.

A partir del cruce del río Nieva, la ruta continúa en una dirección suroeste por espacio de 35 Km. para cruzarse con la carretera en construcción aproximadamente a 20 Km. de Mesones Muro y luego sigue hacia el sur a lo largo de la carretera existente entre Mesones Muro y Bagua, hasta el lugar en que el río Chinchipe entra en el Marañón. El oleoducto se dirige luego en dirección suroeste sobre terreno ondulado hasta llegar a un segundo cruce del río Marañón justo al Oeste del aeropuerto de El Valor. Después, prosigue en dirección suroeste a través de una cadena baja y cruza el Valle del río Chamaya. Desde aquí la ruta sigue por el cañón del río Chamaya y luego por el cañón del río Huancabamba, hasta la quebrada Hualapampa, donde cambia de dirección para dirigirse hacia el Oeste en dirección al Paso de Porculla, y sigue por el valle de Hualapampa por el lado sur del lugar donde la quebrada Casnirca entra al Hualapampa. En este punto la ruta del oleoducto comienza a subir por la ladera hasta Cerro Cuevas,

cruzando la carretera que va de Olmos a Bagua. A partir de aquí la ruta sigue la loma de la montaña por encima de la carretera cruzando la cumbre (Km. 670.6) por el Paso de Porculla a una elevación de 2,400 mts.

La ruta comienza luego a descender hasta un punto a mitad del camino a Limón. Aquí gira en dirección oeste pasando el caserío de Hacienda Vieja hasta el cruce con el río Palo Blanco, siguiendo el cauce del río hacia el oeste cruzando el río Tocto justo al este de Mano de León. A partir de este cruce continúa hacia el oeste hasta cruzar la carretera Panamericana a 2.5 Km. de Las Pampas.

2.1.3. Desierto Costeño

Desde el cruce de la carretera Panamericana, la ruta va hacia el oeste en dirección rectilínea hasta un punto justo al sur del Estuario de Virrila, luego ligeramente hacia el noroeste hasta Bayovar, siguiendo la línea de la costa hasta Punta Lagunas, de ahí cambia de dirección hasta el emplazamiento de la playa de tanques ubicada en la meseta alta.

2.2. ESPECIFICACION DE LA TUBERIA

Toda la tubería de la línea principal satisface los requerimientos establecidos en el API Standard 5LX, Specifications for High-Test Line Pipe, edición decimonovena de 1973, o Standard API 5LS, Specification for Spiral Welded Line Pipe, séptima edición de 1973.

El material de los tubos es de Grado X-52, con un límite mínimo de fluencia de 36.6 Kg/mm².

Los diámetros exteriores de los tubos serán de 24" con un espesor mínimo de pared de 6.35 mm. (0.250"); y de 36" con un espesor mínimo de 7.93 mm. (0.312").

El espesor de las paredes estará de acuerdo con las presiones de operación y los códigos aplicables.

Toda la tubería ha sido sometida a una prueba en planta a 90 % de la tensión en el límite de fluencia.

2.2.1. Revestimiento Protector

- Area Pantanosa de la Selva.- La tubería de 24" esta revestida con polypropileno extruído a presión en fábrica.

- Area de Montaña.- La sección de tubería de 36", está enlucida y envuelta interiormente con una cinta envolvente negra de 20 mils y en la envoltura exterior, cinta blanca de 25 mils.
- Planos Salitrosos.- La tubería de 36" esta enlucida y envuelta con alquitrán imprimante de 5/32" de espesor, 2 envolturas interiores de fibra de vidrio y una envoltura exterior de fieltro saturado de alquitrán.
- Area del Desierto.- La tubería de 36" esta enlucida y envuelta, usando en el interior cinta negra de 20 mils. y en la parte exterior cinta blanca de 20 mils.

2.3. CONSTRUCCION

- Selva - Sección I (Km. 0.0 hasta 303).

Esta parte del Oleoducto está principalmente en Selva densa, en que todo con excepción de aproximadamente 25 Km. esta constituido por pantanos, cubierto por agua durante la mayor parte de año.

En los lugares donde existe terreno fangoso se ha instalado la tubería mediante barcazas de tendido

sobre una zanja de flotación excavadas por una barcaza de dragado.

La tubería esta tendida con su radio de curvatura natural en la zanja.

En los lugares en que la tubería cruza las tierras más altas, se han usado métodos convencionales de tendido y la tubería esta enterrada.

- Montaña Sección II (Km 303 hasta 462).

La sección del oleoducto que va desde la Selva hasta las proximidades de Montenegro es de bosques virgenes.

La tubería esta enterrada utilizándose métodos normales de construcción.

- Montaña - Sección III (Km. 462 hasta 497).

Esta sección consiste de 35 kilómetros a lo largo del río Marañón a través de una quebrada llamada "Pongo de Rentema".

La tubería está tendida en la carretera existente, la cual fué anchada para proveer el espacio necesario, requerido para la instalación del oleoducto.

- Montañas Occidentales y Desierto (Km. 497 a 852).

Esta sección fué construida desde el Terminal Bayovar a través de los terrenos salitrosos de la costa y del desierto hasta la confluencia del río Chinchipe y Marañón. El oleoducto está enterrado en su largo total usando métodos convencionales de construcción.

Entre los Kms. 555 hasta el 665 la tubería esta tendida mayormente en lechos de rios.

2.3.1. Excavación de zanja

El zanjeo a incluido todo el trabajo de excavación, ya sea con máquina zanjadora, retroexcavadora, palas de arrastre, a mano, con explosivos o cualquier otro método para preparar una zanja de las dimensiones necesarias para la tubería.

Las medidas de las zanjas varían según el diámetro de la tubería, y algunas veces, según la clase de terreno por donde va a pasar. La zanja debe ser lo suficientemente ancha como para evitar daños al revestimiento protector al momento de bajar la tubería y permitirle también curvarse ligeramente de lado a lado de la trinchera. Su profundidad debe ser la necesaria para proporcionar la cobertura especificada.

La excavación de zanja no debe interferir con la función normal de canales, acequias de irrigación o drenajes; para ello, se colocan canalones o tubería especial, a través de ellas para que trabajen como acueductos.

2.3.2 Doblado de tubería

La línea esta tendida de modo de conformar el perfil del terreno, en donde no se adapta a ese perfil, ha sido doblada en frío en el campo.

La determinación de los puntos en que debe practicarse curvas tanto horizontales como verticales, es un trabajo de levantamiento topográfico que se completa, por lo general, después de la apertura de la **zanja**.

Este curvado en frío se realiza en el campo y con máquinas especiales, que los fuerza sobre una zapata adecuada que evita las arrugas en la cara interna de la dobladura, hasta sobrepasar el límite de fluencia del material, que queda permanentemente deformado.

Las curvas se distribuyen sobre la mayor longitud posible de tubería y su radio nunca debe ser menor que el mínimo necesario para permitir sin problemas el paso de un raspatubo.

Es buena práctica constructiva mantener al mínimo el número de curvas de la tubería, ello se logra a veces variando la profundidad de la zanja para absorber con ella pequeñas irregularidades verticales del terreno.

2.3.3 Uniones soldadas

La soldadura eléctrica de las tuberías, es la fase más delicada de la construcción de un conducto de petróleo o gas, actualmente se hace en el campo.

Todo el procedimiento aprobado de soldadura se describe en la norma API 1104., estas son exigencias mínimas, por lo que a veces se agregan especificaciones adicionales de calidad.

No habiendo condiciones atmosféricas que impidan soldar (fuerte viento, polvo en suspensión, lluvia, etc.) se procede a alinear las tuberías mediante grapas alineadoras externas.

La primera pasada de soldadura, la costura de raíz, es aplicada según el diámetro del tubo, por 2 ó 3 soldadores que trabajan simultáneamente en cuadrantes opuestos. Completada esta primera pasada, se retira el alineador interno y se limpia mediante piedra

esmeriladora o cepillo toda la escoria que haya quedado sobre la soldadura.

A continuación, y dentro de los 5 minutos de haberse terminado la primera pasada, por eso se le llama pasada en caliente, se suelda la segunda según igual método que la primera. Luego se sigue con pasadas sucesivas hasta rellenar completamente el bisel y se termina dejando un ligero resalto con la última pasada.

Además de la indispensable inspección visual de la soldadura, a medida que ésta se aplica, se realiza un control de calidad mediante radiografía o gammagrafía.

Se utiliza para ello un equipo de rayos gamma con cápsula de material radioactivo. Se puede hacer una toma completa de 360 grados de unión, ubicando el aparato en el interior de la tubería y desplazándolo a medida que progresa la construcción, o bien se toman radiografías externas, de algunos cuadrantes de la unión.

La calidad de las radiografías, así como el número y tipo de defectos tolerables en cada soldadura radiografiada están establecidos en la citada norma. Toda soldadura que esta conforme con la norma de calidad, debe ser cortada y reconstruida.

CAPITULO 3

DEFECTOS TIPICOS EN TUBERIAS

3.1 PRODUCIDOS DURANTE LA FABRICACION

En la actualidad, las tuberías de acero son manufacturadas con secciones razonablemente circunferenciales. Las variaciones en la circunferencialidad debido a las diferencias del espesor de la pared son mínimas. Las normas le permiten al fabricante una generosa tolerancia en el espesor de la pared de la tubería (variación entre el diámetro exterior e interior), de más o menos un octavo del espesor especificado.

Las tuberías de pequeños diámetros, exceden las dimensiones nominales consideradas para el espesor de pared, simplemente por que sería antieconómico tratar de cumplirlas. Generalmente pocas tuberías son producidas con tolerancias que están apreciablemente por debajo del espesor nominal.

En tuberías de grandes diámetros y paredes delgadas, fabricadas especialmente para Oleoductos, la variación diametral debido al máximo permisible de lo especificado

para el espesor de pared, es menor que el 0.5%, y será imperceptible visualmente y de mínimas consecuencias estructurales.

En la fabricación de tuberías por rolado o prensado y luego soldadas cilíndricamente, existen variaciones en su diámetro, a lo largo de diferentes planos, mientras se enfría la zona dilatada, presionada contra la matriz cilíndrica, y cuando esta presión es aliviada, habrá algunas deformaciones que le dan una forma ovalada.

Las tuberías sin costura, presentan las mayores variaciones en el espesor de pared, siendo ligeramente mayores en algunos lugares que en otros, quedando una ovalidad mayor después de probarla o luego de que se enfria la expansión que tenía antes.

Pero todas estas desviaciones están dentro de los límites especificados y si bien ellas pueden ser científicamente medidas y evaluadas, estas no afectan adversamente el predeterminado esfuerzo o seguridad de la tubería.

3.2 PRODUCIDOS EN LAS UNIONES SOLDADAS

Las tuberías que tienen sus diámetros en los extremos demasiado grandes o demasiado pequeños, esto es,

tuberías que exceden la tolerancia especificada para realizar la unión, presentan dificultades de soldadura. Algunas pequeñas variaciones pueden ser manejadas por el soldador, pero si estas son excesivas, se hará una pésima unión soldada.

Los extremos de las tuberías pueden ser perfectamente circunferenciales, pero no coincidir plenamente, por ser sus diámetros muy grandes o muy pequeños, lo cual causa serios problemas para su unión mediante soldadura.

Las tuberías ovaladas, generalmente quedan desalineadas en uno o más puntos alrededor de la unión periférica.

Una buena abrazadera de alineación podrá, forzando el extremo de la tubería, aproximarse a una forma circunferencial para soldarla, pero esto no puede hacerse para grandes o muy pequeños diámetros de tuberías.

Han habido casos donde ha sido preferible medir y escoger específicamente las tuberías con extremos circunferenciales similares, para conseguir una satisfactoria unión soldada. Esto es antieconómico, pero no presenta serios problemas para el tendido de las tuberías.

3.3 PRODUCIDOS POR EL ALMACENAMIENTO

Cuando la tubería deja la fábrica, tiene el diámetro adecuado en virtud de su especificación nominal final y nada lo cambiará apreciablemente. Es también razonablemente circunferencial, pero esta sujeta a alteraciones.

Las tuberías de grandes diámetros y delgados espesores de pared cuando descansan sobre una superficie plana, pueden variar a una forma que se puede describir como un incremento del radio (reduciendo la curvatura) de la parte de abajo y disminución del radio (incrementando la curvatura), a ambos lados de la parte de abajo.

Si esta descansa libre y temporalmente sobre una superficie plana, probablemente no excederá su límite elástico y después ella misma regresará a su sección circular original cuando es levantada.

Si las tuberías son apiladas, el peso de las superiores puede causar ovalidad y deformar las de abajo, más allá de su límite elástico y no regresarán a su sección circular original espontáneamente.

Esto no es un gran problema. Las grapas de alineación pueden hacer que los extremos se redondeen durante

la soldadura. Una suave ovalidad resulta en pequeñas concentraciones de esfuerzos. La presión interna tenderá a reducir cualquier ovalidad remanente.

3.4 PRODUCIDOS DURANTE EL TRANSPORTE

La tubería transportada sobre una superficie plana, esta sujeta a vibraciones y golpes de carga, y tendrá una tendencia a adoptar un mayor grado de aplastamiento. La tubería es generalmente soportada en pocos puntos a lo largo de su longitud. La concentración del peso sobre estos puntos pueden causar un localizado aplastamiento que puede ser peligroso.

Lo peligroso de tener las tuberías tendidas, no esta en la reducción diametral, sino en el flexionamiento o ciclo de trabajo en frío de la zona de soporte, resultando en endurecimiento y resentimiento de la superficie de la tubería, en este punto. Esto es una posible causa de fisura y falla.

Deberán tomarse extremos cuidados, para minimizar la posibilidad de cualquier concentración de esfuerzos en la tubería, que esta sujeta a estos trabajos de endurecimiento. Esto incluye la aplicación de técnicas modernas en su manipuleo durante las diferentes partes del proceso.

Estas zonas afectadas pueden ser detectadas mediante la inspección magnética de defectos, pero corregir las fallas puede ser complicado y controversial. Por Ejemplo, aplicando calentamientos localizados se puede remover los endurecimientos pero también se ablanda el material circundante, reduciendo su punto de fluencia.

La gravedad, generalmente no trabaja para hacer la sección transversal de la tubería circunferencial. Mientras los extremos de la tubería pueden ser circulares para soldarlos, el resto de la tubería puede asumir un diámetro vertical algunas veces menor que el diámetro horizontal.

Cuando la brida o grapa de alineación es retirada, la junta soldada puede reasumir parcialmente esta sección ovalada. Una adecuada soldadura tan dúctil como la tubería, hace que no se presenten problemas.

Un cuidadoso recorrido del diámetro interior de cualquier tubería recientemente instalada en la zanja, mostrará variaciones en su ovalidad a lo largo de su longitud. Por supuesto, tiene un mayor efecto el contorno y condición de la zanja que todo el cuidadoso manipuleo que pueda hacerse en este punto.

3.5 PRODUCIDOS DURANTE EL DOBLADO

El doblado de la tubería para instalarla en la zanja, requiere de un alto grado de pericia para conseguir el correcto radio y longitud de curvatura, considerando también el aplastamiento de la tubería.

Al mismo tiempo, las normas técnicas para la instalación de oleoductos y en algunos casos regulaciones gubernamentales limitan estos aplastamientos. La única razón para estas regulaciones, podría ser la de querer asegurar el paso del raspatubo.

Modernos raspatubos de oleoductos, pueden pasar a través de una reducción transversal del 10% en el diámetro; es por eso, que ya no hay excusa para limitar la ovalidad de las tuberías dobladas de 2 1/2% a 5% del diámetro.

La tubería al asumir alguna ovalidad, reduce la tensión en el lado exterior y la compresión sobre el lado interno de la curva y permite que se den pequeñas compensaciones, en los niveles de tensión y compresión en la superficie de la tubería, a lo largo de la línea central, axial a los lados de la dobladura. El resultado es que los esfuerzos de la tubería se distribuyen más uniformemente con menores concentraciones.

Por supuesto, si esto fuera llevado a un extremo, esto podría exceder la resiliencia del material y aliviar los esfuerzos formando una ondulación.

Un razonable y práctico grado de aplastamiento en dobladura podría ser 7.5% como máxima reducción en el diámetro para cualquier punto. Por supuesto, la dobladura, similar a cualquier otra sección de la tubería debe estar libre de arrugas, estrías o muescas internas o externas.

Existe el requerimiento que cualquier soldadura longitudinal debe quedar en el eje neutral de la dobladura.

El adecuado conformado de las dobladuras no representa un serio peligro para la tubería, aun si esta es menor de lo requerido, debido a que la tubería adyacente absorbe los esfuerzos de instalación.

3.6 REDUCCION DIAMETRAL

Las reducciones diametrales de tuberías enterradas se producen principalmente por dos motivos. Primero es la ovalidad de suaves contornos resultante de la flexibilidad de la tubería y de las cargas del relleno, esto no representa peligro. La prueba de presión de la tubería causará el retorno a su verdadera forma circular donde

podrá contener el máximo de volumen del fluido de prueba.

Sobre la parte superior de una loma, por ejemplo, estas cargas pueden incluir no solo el relleno, sino el peso de la tubería y del líquido que empuja colina abajo en ambas direcciones a lo largo de la tubería.

El segundo tipo, es una reducción significativa, normalmente en exceso del 2% ubicada en una corta distancia longitudinal, generalmente menor que 5 veces la reducción, y que representa un serio peligro potencial.

Tales reducciones pueden ser caracterizadas por un hundimiento en la pared de la tubería o una arruga extendida alrededor de la circunferencia. Ambas deformaciones tiene el efecto de endurecer esta específica área contra las futuras flexiones.

La pared de la tubería adyacente a este endurecimiento puede moverse en respuesta a los cambios de presión y a la variación de cargas externas. La tubería no puede tener pliegues o arrugas.

En el vértice del ángulo interior formado en la parte profunda de las abolladuras, hay una concentración de esfuerzos, el cual será el punto inicial de una rotura o falla en una fecha desconocida, dependiendo de

la severidad de la concentración de esfuerzos y de la amplitud y frecuencia de la presión y cargas inversas en la línea.

El punto de falla por abolladuras puede ser muy difícil de preveer. Este puede estar al extremo de las partes endurecidas como esta descritos antes, o puede iniciarse en cualquier punto exterior donde otros factores son la causa de la concentración de esfuerzos.

Los "otros factores" pueden ser una imperfecta soldadura longitudinal, una diferencia en la dureza entre la pared normal y la zona afectada por el calor, una estría o grieta en la tubería o una zona corroída.

3.7 DEFORMACION POR ABOLLADURA

Este tipo de deformación generalmente es producido por concentración de cargas sobre pequeñas áreas en cambios de dirección de las tuberías o por daños externos. Generalmente la tubería esta sobrecargada en la parte de abajo al incidir directamente sobre una roca, sacos de arena, riel o zonas duras en el fondo de la zanja.

Una pésima preparación de la zanja o una pésima

colocación de la tubería en la zanja puede provocar la falla. La distorsión no puede estar cuando la tubería es inicialmente colocada en su sitio, pero puede mostrarse después que la carga ha sido incrementada cuando la tubería ha sido llenada con agua o producto.

Esto no sucede hasta que el terreno circundante ceda ante la concentración de la carga, particularmente en las partes altas de las colinas.

Si la tubería pierde anclaje e inicia un deslizamiento hacia abajo, incrementando la carga de la columna, producirá abolladuras debido a este movimiento.

La abolladura o pliege puede ser una línea que la atraviesa a un determinado ángulo del recorrido de la tubería. O puede ser un aplastamiento casual o pliege adecuándose a una tubería sobre la cual este descansando. En estos casos debe ser reparada lo antes posible.

3.8 REDUCCION DEL DIAMETRO VS SEGURIDAD

De este análisis, nosotros podemos determinar que las regulaciones limitando la reducción del diámetro en oleoductos tiene mínimos efectos sobre la seguridad final del oleoducto.

Una tubería de 30" puede tener una reducción de 2" y será una simple ovalidad, la cual no representa una amenaza a la tubería, si esta se encuentra en un área de regulares dimensiones. Pero una reducción de 1" en la misma tubería, puede ser un inminente peligro de falla, si esta concentrada en una pequeña longitud.

Numerosos estudios han sido hechos tratando de llegar a un conjunto de reglas para poder diferenciar entre reducciones diametrales "peligrosas" y "no peligrosas". Estas evaluaciones han considerado el máximo ángulo de cambio en la dirección de la pared y el mínimo radio del peor punto de deformación, ambos son importantes para la evaluación.

Se ha evaluado medir estos parámetros con un instrumento que atraviesa la tubería, aunque esto incrementa considerablemente el costo y complejidad de ambos la herramienta y el servicio. Existen herramientas que graban fácil y continuamente el diámetro en cualquier punto a lo largo de su camino, se pueden identificar las simples reducciones ovaladas por su relativa duración e intensidad.

Eliminando estas, las restantes reducciones son sospechosas y deberán ser descubiertas y analizadas

visualmente para determinar el grado de peligro y repararlas si es lo indicado.

Los antiguos raspatubos calibradores con una platina metálica sobre su nariz no son la herramienta para hacer este trabajo. Estos no pueden decir la diferencia entre una reducción debido a una inofensiva ovalidad y una que es la resultante de una abolladura potencialmente peligrosa. Estos pueden producir en cada reducción un canal o arañazo profundo en el interior de la tubería incrementando en ambas el peligro de falla.

El uso de un instrumento calibrador interno precediendo a un instrumento detector de fisuras o pérdida de material por corrosión, determinará la posible realización de la corrida de la herramienta más pesada y menos flexible y coordinando los reportes de las dos corridas se puede localizar exactamente y evaluar la anomalía.

CAPITULO 4

METODOS UTILIZADOS PARA DETECTAR DEFECTOS

4.1 NECESIDAD DE INSPECCIONAR

Redes de oleoductos nacionales e internacionales trabajan hoy cubriendo ciento de miles de kilómetros alrededor del mundo y representan inversiones grandes de capital con capacidad de generar enormes ganancias. Su operatividad puede ser crítica para el bienestar económico de una compañía o de un país.

El diseño y la construcción de tan valioso capital activo, se realiza en estricto cumplimiento con los códigos de construcción y normas industriales aceptadas, para garantizar que en el momento del comisionado, el oleoducto está libre de defectos significativos.

Posteriormente sin embargo, a pesar de disponer de un amplio rango de técnicas preventivas muy efectivas, todos los oleoductos se deterioran en servicio.

Esto ocurre en variables grados y en diferentes velocidades que dependen, entre otros factores, en la composición

química del producto transportado (lo cual determina la acción corrosiva interna) y el grado en que el revestimiento protector externo de la tubería y la protección catódica, resisten el entorno en el cual la tubería está ubicada.

La interferencia de terceras personas es también un factor muy importante. (nuevas construcciones)

La inspección es vital debido al deterioro inevitable de los oleoductos en servicio, algunas normas de inspección son vitales para garantizar que la línea esté en un adecuado estado para transportar el producto líquido o gaseoso.

Históricamente, la confianza para evitar el deterioro prematuro, ha estado situada en la buena selección del material, en el diseño y en el estricto cumplimiento de las normas de construcción, seguido por una prueba de presión hidrostática, para garantizar que solamente oleoductos en óptimo estado, son puestos en operación.

Después de recepcionado el oleoducto, una rutina de mantenimiento es esencial y está generalmente llevada a cabo conjuntamente con técnicas de inspección indirectas.

4.2 METODOS INDIRECTOS DE INSPECCION

Mediante la aplicación de estos métodos podemos determinar el proceso que viene ocurriendo dentro de la tubería y estimar el deterioro que puede venir sufriendo, pero no identificar la magnitud y ubicación del punto de probable falla.

Para el Oleoducto Nor Peruano los métodos indirectos incluyen:

- El monitoreo regular del nivel de protección catódica.

La inyección de productos químicos, tales como inhibidores de corrosión y biocidas.

- El control de la velocidad de corrosión interna mediante el uso de probetas dieléctricas; y de cupones de corrosión que son instalados y retirados periódicamente para ser pesados.
- Control de cultivo de bacterias y análisis del contenido de Fe, en el agua residual recolectado tanto de la línea, como después de reposar el producto en los tanques de almacenamiento.

Inspección visual del estado del derecho de vía mediante patrullajes terrestres; y del estado exterior

del revestimiento de la tubería en los diferentes cruces aéreos.

- Limpieza periódica del interior de la tubería mediante el paso de raspatabos con escobillas de fierro y de poliuretano.
- Remoción del agua que se sedimenta en el interior de la tubería, mediante el paso de raspatabos empujadores, los cuales al mismo tiempo, empujan el producto químico a través de la línea.
- Inspección exhaustiva de la tubería que se cambia del oleoducto, aprovechando los trabajos de reparación de la línea por diferentes motivos.

4.3 METODOS DIRECTOS DE INSPECCION

Cualquier método indirecto de inspección de oleoductos puede ser eficiente por su costo, sin embargo, no puede ser capaz de cuantitativamente y cualitativamente describir la integridad estructural del oleoducto.

Dentro del uso de técnicas de evaluación directas tenemos:

- Pruebas Hidrostáticas
- Inspección en servicio

4.3.1 Pruebas hidrostáticas

La prueba hidrostática siempre será esencial para la industria de oleoductos, como uno de los medios más efectivos de recepcionar los nuevos y las modificaciones que se realicen a las instalaciones.

Ofrece sin embargo serias desventajas debido al alto costo involucrado, al utilizarse en las recepciones de oleoductos y además por lo siguiente:

- Se requiere sacar fuera de servicio la línea.

Solamente detectará áreas débiles a través de la falla de estas.

- No se obtiene evaluación de la condición global de aquellas secciones de la línea que sobreviven a la prueba de presión.
- En algunos casos, especialmente donde los defectos son pequeños y provocan pérdida, su ubicación posterior puede ser muy difícil.

Se requiere inversión muy costosa, en otras líneas adicionales, necesarias para mantener un suministro adecuado al cliente, durante el período de prueba.

- Es inconveniente porque las tuberías tienen que ser llenada con agua, probada, secada y recepcionada.
- No otorga información útil de la condición global del oleoducto y es válida solamente en el momento que la prueba se está llevado cabo.

Defectos críticos, cerca del nivel de falla, no serán revelados y sin duda están siendo afectados adversamente por la misma prueba de presión.

A pesar de lo mencionado, sin embargo, la prueba de presión garantiza la remoción de todos los defectos estructurales que no soportan el nivel de la prueba de presión.

4.3.2 Inspección en Servicio

Los métodos de inspección en línea de oleoductos han sido desarrollados por diferentes compañías a nivel mundial para permitir determinar, identificar y ubicar los defectos que la prueba de presión no puede.

En los siguientes Capítulos desarrollaremos las Técnicas de Inspección de Oleoductos en servicio, mediante Raspatubos Instrumentados.

CAPITULO 5

TECNICAS PARA LA DETECCION DE DEFECTOS MEDIANTE RASPATUBOS INSTRUMENTADOS

5.1 RASPATUBOS NO INTELIGENTES O CONVENCIONALES

Podemos determinar 5 razones principales para el uso de raspatabos convencionales:

- A.- Proveer máximo caudal.
- B.- Reducir el costo de energía por unidad de producto desplazado.
- C.- Reducir la erosión, particularmente de máquinas rotativas.
- D.- Reducir la contaminación de productos.
- E.- Reducir la corrosión.

Las funciones que desarrollan estos raspatabos convencionales pueden ser definidas de la siguiente manera:

- Empujadores: removedor de líquidos o gases.
- Separadores : separador de fluidos diferentes.
- Limpiadores: removedor de sólidos.

5.1.1 Raspatubos Empujadores

El esencial requerimiento de un "chancho" empujador es obtener y mantener un buen sellado. Obviamente, el primer paso hacia este objetivo fue incrementar el número usual de copas (2 ó 3). Consecuentemente, estos fueron ensamblados con 4, 5 y hasta 6 copas; pero esto comprobó, que sólo se logra disminuir el paso del fluido a través del chancho mas no se puede eliminar totalmente. Se efectuaron pruebas para obtener la explicación de ésto y resultó la conocida "Regla del 60%". Esta regla dice que cada copa proporciona el 60% de sellado, como se muestra:

$$\begin{aligned}
 1 \text{ copa} &= 60\% \\
 2 \text{ copas} &= 60\% + 60\% \text{ de } 40\% \\
 &= 60\% + 24\% = 84\% \\
 3 \text{ copas} &= 84\% + 60\% \text{ de } 16\% \\
 &= 84\% + 9.6\% = 93.6\% \\
 4 \text{ copas} &= 93.6\% + 60\% \text{ de } 6.4\% \\
 &= 93.6\% + 3.8\% = 97.4\%
 \end{aligned}$$

El poliuretano fue introducido y reemplazó al jebe. Esto mejoró significativamente el problema de pérdida de sellado debido al desgaste, pero no resolvió el problema básico causado por la geometría de la línea.

El principal problema siempre ha sido mantener el sello ajustado en las curvaturas. A pesar de tener montadas 4 copas, 2 en el frente y 2 en la parte posterior, se demostró que la pérdida de sellado era significativa. La primera aproximación a la solución fue utilizar una quinta copa en el centro.

Se intentó un nuevo método, experimentando con los "chanchos" tipo campana. Estos tenían copas semi-esféricas las cuales se ensamblaban empernadas a los extremos de un cuerpo de acero de pequeño diámetro. Estos tuvieron una regular acogida, pero resultaron demasiado costosos para su uso comercial.

Un intento final de reducir costos, dio como resultado, modificar la forma de las copas de esféricas a cónicas.

Después de ésto, quedó aceptado que se debe usar un "chancho" de 4 copas, para empujar el producto, como se muestra en el Dibujo 5.1.1.

Los ovalamientos son comunes en líneas de grandes diámetros y la forma cónica realmente conforma este ovalamiento sin cambiar su circunferencia. Además, la diferencia de presión a través de las caras de la copa actúa en ángulo recto a la superficie del cono, aplicando una fuerza radial a la copa, forzando al borde a curvarse contra la pared de la tubería.

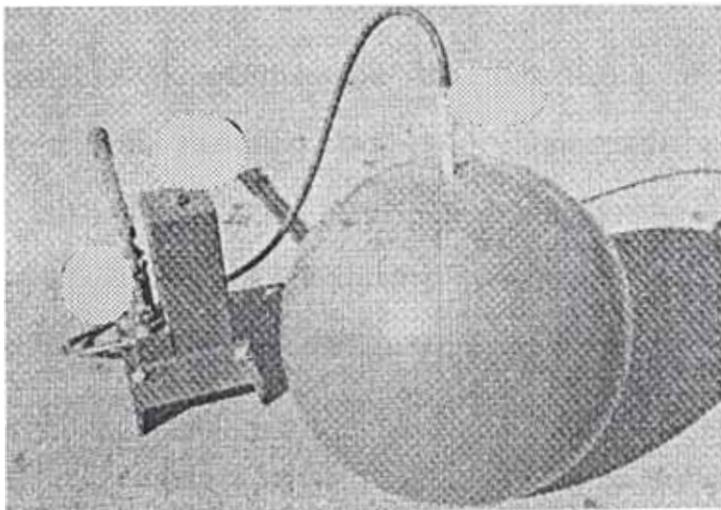
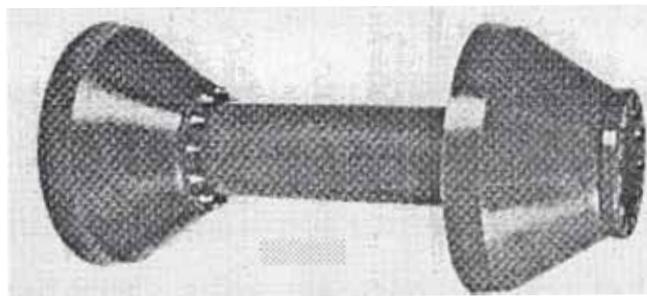
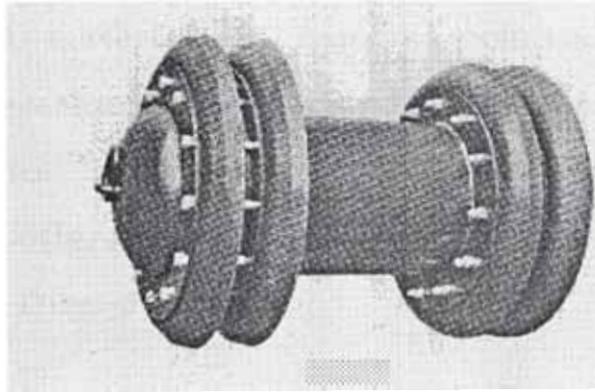
Finalmente, se pudo obtener un efectivo sellado con una sola copa grande y flexible, y el problema de la pérdida de sello en las tuberías curvadas quedó resuelto.

5.1.2 Raspatubos Separadores

Los requerimientos para los separadores son idénticos que para los empujadores, las mismas copas convencionales pueden ser usadas. Desde luego el mismo “chanchó” es usado para ambos propósitos. Sin embargo, en muchos casos lo esencial para estos “chanchos” es poder ser introducidos y retirados fácilmente en las líneas, pasando el fluido momentos críticos que pueden significar la pérdida de producto o su degradación debido a la mezcla en la interfase.

Esto invariablemente crea la necesidad de sistemas automáticos para su lanzamiento y recepción.

El modelo más simple para este propósito es la esfera.



DIBUJO 5.1.1 RASPATUBOS EMPUJADORES Y SEPARADORES

No hay muchas cosas que se puedan mejorar, excepto en el material. El caucho siempre reacciona con los hidrocarburos produciendo ampollamiento y desgarramiento. Esto puede precipitar una falla prematura de la esfera, por lo tanto ahora son hechas de poliuretano. Ver Dibujo 5.1.1.

5.1.3 Raspatubos Limpiadores

Aunque los raspatubos limpiadores fueron originalmente separadores, ellos se han beneficiado de todos los trabajos de investigación llevados a cabo para los raspatubos empujadores.

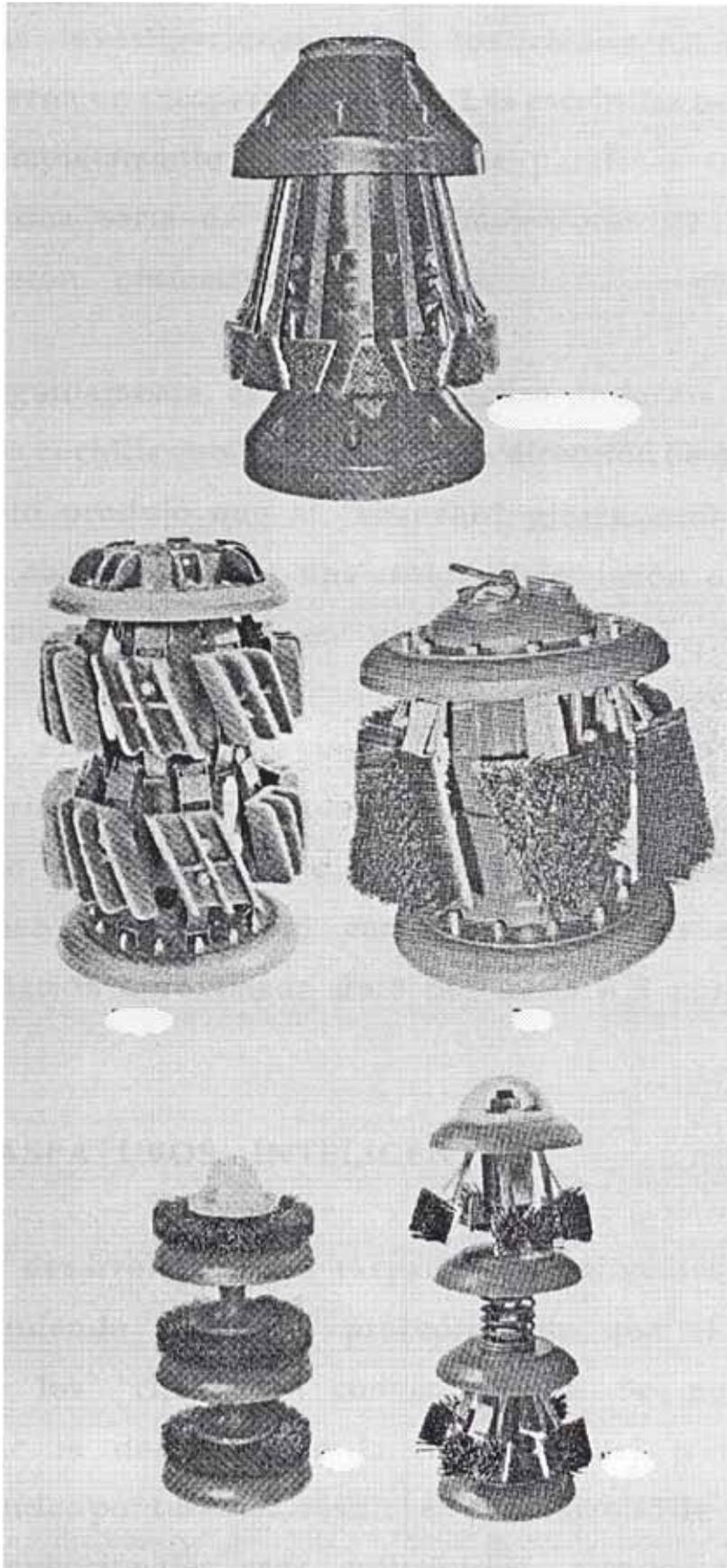
Las diferencias más obvias entre un "chancho" limpiador y un "chancho" empujador está en la adición de escobillas o elementos de limpieza. En dispositivos de pequeño tamaño, las escobillas circulares de alambre aún son necesarias por la restricción de espacio que imposibilitan la adición de un muelle o resorte compensador de desgaste.

En grandes diámetros, las escobillas circulares de alambre dieron paso al montaje de elementos de limpieza individuales. Al principio estos fueron montados sobre la parte delantera del "chancho" en la creencia que era importante que la escobilla raspara la tubería

antes de que la copa comprimiera la suciedad contra la pared. Esta configuración ocasionaba que el chanco tuviera la nariz pesada y marchara siempre con la nariz caída más de lo normal. El resultado fué un daño considerable al "chanco" y lo que es peor se dañaba la tubería.

Las escobillas fueron después montadas entre las copas y hechas de forma trapezoidales o triangulares obteniendo 360° cubiertos con una sola fila.

Los grandes "chanchos" limpiadores tenían excesivo peso. Un "chanco" típico de 30" pesaba mas de 300 kg. y el desgaste era un serio problema. Una nueva manera de aliviar esto fue hacer del cuerpo un recipiente presurizado para que el "chanco" literalmente flotara en la línea, aunque esto por supuesto, no fue usado en gasoductos. Sin embargo, muchos de los problemas de peso fueron resueltos con un cuidadoso diseño, por ejemplo un "chanco" de 30" diseñado 10 años después pesa solamente 180 kg. representando un 40% menos. "Chanchos" más recientes, no obstante tener copas mas pesadas, tienen asegurado otro 5% menos de peso.



DIBUJO 5.1.2 RASPATUBOS LIMPIADORES

Las investigaciones sobre los elementos limpiadores dieron un inesperado avance. Las escobillas no satisfacían completamente la remoción de parafinas (soft waxes) y una serie de cuchillas removedoras de poliuretano fueron perfeccionadas.

Seguidamente, estas fueron hechas de forma trapezoidal con cuchillas ubicadas a 30° de la dirección de movimiento. Esto produjo que el "chancho" girara lentamente, con lo cual se lograba una mejor distribución del desgaste como se aprecia en el Dibujo 5.1.2.

En esta etapa, se instaló un instrumento dentro de varios "chanchos", obteniéndose que la rotación varía con el tipo, tamaño, velocidad y condiciones de la línea y se reportó como promedio un número de rotación aproximado de 8 por milla ó 5 por kilómetro.

5.2 RASPATUBOS INTELIGENTES

El desarrollo de los raspatubos inteligentes se realizó siguiendo el mismo procedimiento que el desarrollo de los "chanchos" convencionales. Se puede decir, que la demanda de la industria del transporte de fluidos por tuberías, resultó en el desarrollo de "chanchos" convencionales mas sofisticados, siendo éstos a su vez los creadores de la necesidad de tener más y mejores "chanchos" inteligentes.

Los "chanchos" medidores (Gauging Pig), son los elementos más simples y que tempranamente se les clasificó como inteligentes. Sus primeros usos se hicieron hace más de 50 años, pero no están documentados, varios dispositivos mecánicos fueron subsecuentemente usados para proporcionar la información, pero no pasaron más allá de la etapa de prototipo.

Con el progreso de la electrónica, la industria del transporte de fluidos por tuberías tomo estos avances y los aplicó a los "chanchos" inteligentes.

Esto dió como resultado un dramático incremento no solo del numero y capacidad de estos raspatubos, sino lo más importante, en su seguridad y precisión.

El nivel de información y la exactitud requerida han tenido necesariamente el gasto de muchos millones de dólares en investigación y desarrollo. No sorprende que esta tecnología sea considerada como altamente confidencial por las organizaciones involucradas.

Debido al amplio rango de aplicaciones para estos raspatubos y a las muchas compañías que ahora están involucradas, gran cantidad de los trabajos desarrollados ha sido realizados paralelamente.

En muchos casos, los "chanchos" inteligentes son usados como parte de un servicio y no es vendido abiertamente. La compleja naturaleza de estos instrumentos y la manera en que la información es proporcionada, exige que esta operación y la interpretación de los resultados sea llevada a cabo por técnicos altamente especializados. La única excepción conocida a esto son los "chanchos" calibradores o geométricos, los cuales apenas califican como raspatubos inteligentes.

Son esencialmente 2 cosas que necesitamos conocer acerca de cualquier defecto en la tubería:

A.- Su ubicación

B.- Su extensión (dimensiones)

La ubicación es invariablemente determinada por el uso de ruedas odométricas. Estas son ruedas de libre rotación, de una conocida circunferencia, que están en contacto con la pared de la tubería.

Cada rotación mueve un contador o envía un pulso, los cuales después son multiplicados por la circunferencia de la rueda, proporcionando inmediatamente la distancia recorrida.

El gatillo que mueve el contador puede ser mecánico, como una leva, pero la experiencia ha demostrado

que materias extrañas en la línea causan muchos problemas y una posible pérdida de fricción podría ocurrir.

Esto ha devenido en un amplio uso de magnetos montados en la rueda, actuando sobre un instrumento en el soporte de la rueda.

Esto tenía la ventaja de necesitar un torque muy pequeño y tener completamente sellada la unidad. La desventaja está en el riesgo de que los magnetos atraigan partículas ferrosas, sin embargo en la práctica ésto ha causado muy pocos problemas.

La extensión de una anomalía puede ser determinada por una amplia variedad de sistemas, incluyendo dispositivos mecánicos, eléctricos /electrónicos, magnéticos y acústicos.

En muchos casos, la tecnología es bastante conocida, pero la dificultad está en aplicarla en este medio, considerando que el espacio es reducido, posteriores ajustes son imprácticos y el control es muy limitado. Además, la instalación de delicados equipos en mecanismos que deben recorrer cientos de kilómetros sujetos a altas presiones y rápidos cambios de dirección y velocidad, a menudo resulta ser mas dificultosa que el desarrollo de la misma tecnología.

Cuanto mas compleja es la información requerida, tanto más difícil y costoso es obtenerla. Un gran número de intentos han sido hechos para desarrollar un "Super Chanco" (uno que proporcione toda la información al mismo tiempo), pero todos han fallado. Está generalmente aceptado que es mejor abordar específicamente cada problema en particular.

5.3 RASPATUBOS GEOMETRICOS

5.3.1 Raspatubos Calibradores

El raspatubo calibrador es probablemente la forma más básica de "chancho", que pueda considerársele inteligente. Su propósito es asegurar que la línea tenga su diámetro interno libre de obstrucciones a través de toda su longitud.

Estos "chanchos" son normalmente corridos antes del comisionado y forman parte muchas veces del contrato en lo relacionado a la aceptación de la línea.

Son de simple construcción, normalmente tienen un cuerpo con 2 copas que le dan el movimiento y una placa calibrada de acero en el frente. La placa calibrada tiene un diámetro previamente determinado (generalmente 95 ó 97 % del tamaño nominal del diámetro interno de la tubería).

Si el "chancho" atraviesa la línea sin tener sustanciales daños, entonces razonablemente se puede asumir que la tubería esta libre de obstrucciones. Si la placa resulta con daños, se puede asumir que la tubería tiene defectos.

Dos preguntas surgen de esta situación:

- 1.- Si el raspatubo tiene sustanciales daños.-¿Ha sufrido la tubería serios daños debido al paso de placa calibradora? La respuesta invariablemente es si.
- 2.- Si la tubería tiene un defecto.- ¿Exactamente donde se encuentra este defecto?

Varios intentos fueron hechos para minimizar los problemas resultantes de la pasada de estos "chanchos", uno de los más comunes ha sido el de instalar placas calibradoras de aluminio en lugar de las de acero, para prevenir daños a la tubería. Esto también fué usado para que el "chancho" no se atascara, gran problema siempre presente en estos casos.

Básicamente, el problema gira alrededor de 2 factores, definir la magnitud y ubicación del defecto. Fué como resultado de esto que la Compañía T.D. Williamson desarrolló el raspatubo inspector llamado KALIPER.

5.3.2 El Inspector Kaliper

El propósito de todo raspatubo o "chancho" geométrico es estudiar la geometría del diámetro interior de la tubería o buscar una característica específica.

Esto es hecho en muchos casos por medios mecánicos y después transferidos a un reporte visual sobre un papel especial sensible a la presión o a un sistema de memoria electrónica.

Como resultado de la experiencia ganada durante muchos años con los raspatubos convencionales previamente descritos, T.D. Williamson desarrolló y fabricó el ahora ampliamente usado KALIPER FIG.

El dispositivo T.D. Williamson KALIPER, fué el primero de los vehículos mecánicos de Inspección Geométrica y sobre el cual se basan muchos de los otros fabricados directa o imprecisamente copiados.

El sistema de la rueda odométrica fué adoptado para determinar correctamente la ubicación del defecto, mientras la magnitud de la reducción del diámetro es medida directamente utilizando un tipo especial de calibrador.

El propósito de medir la reducción en el diámetro de la tubería, hizo que su configuración pueda pasar por cualquier severa restricción.

Un cuerpo de pequeño diámetro fue elegido y enganchado a 2 grandes copas semiesféricas (ahora son cónicas) de tracción. Las ruedas odométricas están adheridas a la pared de la tubería con un brazo con resortes precargados, el cual se pliega hacia el interior del cuerpo si es necesario.

El resultado fue que el "chancho" puede pasar obstrucciones por encima de una pérdida de $1/3$ de la línea diametral.

El cuerpo tubular, soportado por dos copas de poliuretano, contiene instrumental electrónico que produce el enrollamiento del papel especial, movido cuando los magnetos ubicados en las ruedas odométricas, al final de los brazos articulados al cuerpo, rotan contra la pared de la tubería.

Atrás del instrumento y adentro de la parte interna de la copa esta un ensamblaje consistente de dedos, plato actuador, eje marcador y puntero.

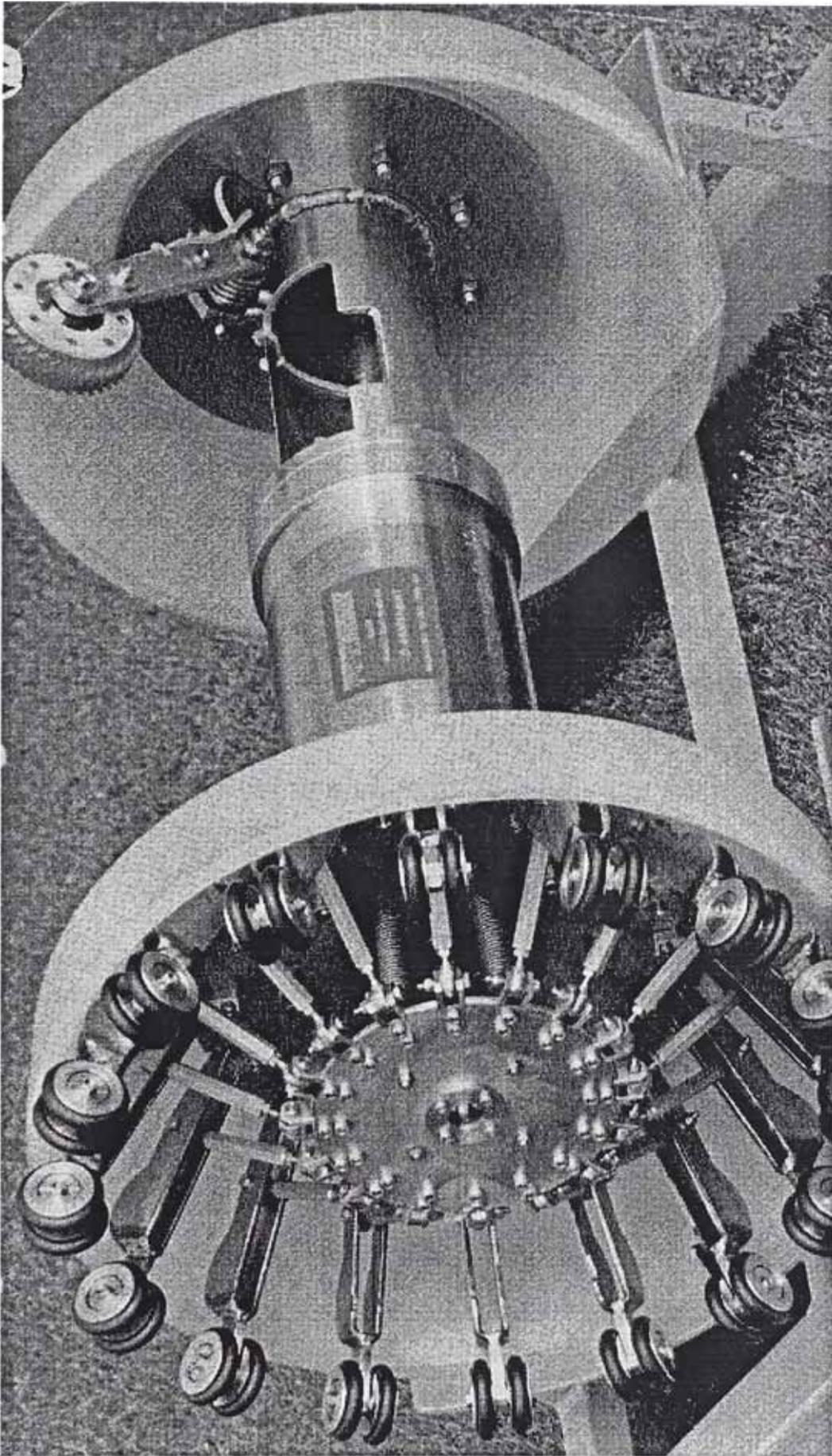
Esto opera cada vez que pasa por una deformación; los dedos se mueven y la lectura de todos los dedos

es combinada en un plato actuador el cual mueve al eje marcador. De esta forma todas las uniones soldadas entre las tuberías están mostradas y cuando un gran movimiento es requerido para pasar una gran deformación en la línea, una gran marca se muestra sobre la carta. (Dibujo 5.3.1)

Un reciente desarrollo por T.D. Williamson es el KALIPER ELECTRONICO. Este nuevo vehículo geométrico utiliza un sistema de medición muy preciso combinado con procesamiento electrónico de datos y almacenamiento de memoria. Esto ha permitido que las características o abolladuras de la tubería sean ampliadas en todo detalle en el registro. Rápidas velocidades pueden ser manejadas.

La utilización de cualquier "chancho" inteligente depende del control que se pueda ejercer sobre él. Sin este control los resultados pueden ser ininterpretables o en el peor de los casos, no existen.

Cualquier "chancho" inteligente, sino es tratado adecuadamente, puede ser destruido.



DIBUJO 5.3.1 RASPATUBO CALIBRADOR

Muchas fallas ocurren no como resultado de las condiciones húmedas dentro de la tubería, sino como resultado de las acciones realizadas por el personal operador, al inicio o al final de la inspección. Menores son las acciones que se pueden realizar durante la corrida de inspección, que puedan destruir el equipo.

Las causas comunes de falla son, daño del conjunto de los dedos causado por válvulas semicerradas. Otra falla común es el flujo invertido en la tubería.

T.D. Williamson ha procurado explicar con gran detalle que para obtener una inspección de buena calidad, es importante que el usuario este muy bien preparado.

La velocidad debe ser mantenida a un nivel constante de 6 a 8 Km/hr. en términos absolutos. Bajas velocidades no siempre son problema, pero pueden serlo en tuberías recientemente construidas. Bajas presiones y bajas velocidades tienden a permitir que el Kaliper se detenga y cuando empiece nuevamente a avanzar lo hace con una velocidad descontrolada, una vez que la presión detrás del raspatubo genera la fuerza requerida para vencer la resistencia que ocasiona la detención.

Esta repentina liberación tiende a producir sobrevelocidades y después sobre lecturas como si el dispositivo pasara por características cercanas en la línea. Estas

pueden ser curvaturas, válvulas, cambios de espesor de la tubería o abolladuras.

Hay muchas formas de tener el control sobre el instrumento en el interior de la tubería, pero desafortunadamente ninguna de ellas son baratas o completamente efectivas. La completa cooperación del usuario o cliente es esencial para obtener resultados satisfactorios.

Hay muchas cosas que un inspector KALIPER puede mostrar. T.D. Williamson a creído necesario demostrar que es capaz de proveer el mismo resultado con cualquier de sus equipos en la misma tubería, esta es una de las varias razones por las cuales dos vehículos instrumentados KALIPER son siempre corridos en la misma línea.

Otra razón es la de asegurar que se tiene el 100% de una copia de respaldo y también descubrir si cualquier reducción obtenida, es el producto de una suciedad o partícula antes que tenga el cliente que excavar y no encontrar nada. Otra razón son las erráticas corridas producto del deslizamientos del equipo en la tubería, las cuales ocurren frecuentemente en líneas con sobreflujo, en particular en líneas recientemente construídas.

Es conocido que cuando corren 2 Kaliper, los deslizamientos a menudo ocurren en diferentes lugares, habilitando cartas de comparación que permiten lograr una interpretación completa, lo contrario es tener que regresar y recorrer nuevamente la línea sin mayor garantía de control. Esto es a menudo más barato, es decir, hacer 2 corridas durante la misma inspección, que sólo una y excavar a cada indicación.

El deslizamiento está destinado a permanecer como un problema hasta que se encuentre otro método de localización de la ubicación del defecto eliminando las ruedas odométricas.

Cuando se pregunta, cual podría ser la frecuencia de verificación de los defectos de una tubería y en que punto de la construcción debería llevarse a cabo una inspección con el Kaliper. No hay una regla para cada una de estas interrogantes, la respuesta depende mucho de cada tendido de tubería en forma individual, como fué puesta, el terreno, la cubierta y la probabilidad de daño.

Para la gran mayoría de los oleoductos las fallas son causadas por daños mecánicos externos. Para líneas en funcionamiento, se puede necesitar verificarlas solamente cada 5 año, a menos que se sospeche de algún daño especial.

En construcciones nuevas es más difícil de determinar y principalmente depende del factor económico, normalmente es mejor correr el inspector después de la prueba de presión, pero en contra de esto está el factor que si se requiere hacer alguna reparación, entonces es necesario volver a realizar la prueba de presión. Inspeccionando antes de la prueba hidrostática, algunas veces se pueden obtener defectos que al ser excavados y descubiertos, se determina que podrían haber sido solucionados por la misma prueba de presión. Una gran parte de los ovalamientos pueden ser solucionados por la prueba de presión, dependiendo de lo que las originó y su severidad.

5.3.3 Otros Equipos para Inspecciones Geométricas

Hay 7 competidores al diseño del Kaliper T.D. Williamson, y es posible que otras 20 compañías estén trabajando en alguna forma de dispositivo inteligente de inspección de tuberías.

PLS

Esta es una compañía francesa la cual tiene 2 tipos de dispositivos inteligentes geométricos.

El primero es un directo competidor del dispositivo T.D. Williamson. Es llamado "BORE SURVEYOR" y opera usando unos dispositivos (dedos) de medida, debajo de la copa frontal. En estos dispositivos operan unos potenciómetros dentro del instrumento y los resultados son registrados en una memoria.

Comprende un arreglo de dispositivos (dedos), montados sobre el cuerpo del raspatabo, cuando son comprimidas produce el movimiento de un disco flotante creando una señal eléctrica variable, en la misma proporción que la magnitud de la deflexión.

Esto no proporciona un registro continuo, pero da el mínimo diámetro registrado, sobre una predeterminada distancia (generalmente pocos metros).

La información es almacenada en forma digital e interpretada después de la corrida, proporcionando detalles de las reducciones en el diámetro y sus ubicaciones. Esto es usado solamente para líneas que transportan líquidos. La máxima velocidad de desplazamiento es de 3 m/seg.; la máxima presión es de 80 bar y el mínimo radio de curvatura es de 5 veces el diámetro.

El segundo dispositivo PLS es llamado "ROOF EFFECT DETECTOR" y está diseñado para encontrar defectos específicos de la tubería.

Este es un dispositivo para grandes diámetros y no puede pasar reducciones de cualquier tamaño, estos han sido fabricados en tamaños determinados.

Esta diseñado para detectar defectos en la circunferencia, debido a un mal rolado de la tubería de soldadura longitudinal.

Tiene ordenado el set de detectores formando un ángulo con la línea de la tubería, los cuales rotan con el raspatubo al recorrer la línea.

Los detectores están unidos a unos émbolos que pasan a través de una bobina cerca a la línea central. Los movimientos del émbolo hacen variar la salida eléctrica de la bobina, la cual es registrada en una cinta. La cinta es después decodificada proporcionando el reporte.

La máxima reducción permitida en el diámetro es de 8%, el mínimo radio de curvatura es de 10 veces el diámetro y la máxima presión de trabajo es de 50 bar. La velocidad esta limitada a un máximo de 1 m/seg.

RTD

ROUTGEN TECHNISCHE DRENST tiene su base en

Rotterdam y tiene un dispositivo que puede ser llamado Caliper Plus. Este aparato también tiene dedos y sus registros los hace sobre una memoria magnética. Está diseñado para localizar pit en tubería, pero también podría registrar alteraciones geométricas de la línea.

VETCO

Esta es una compañía Americana con base de operaciones en Alemania. Por sus características adicionales, tiende a ser considerada más costosa que los convencionales dispositivos geométricos. Por esta razón no siempre es usado solamente para una inspección geométrica y desde luego, el vehículo VETCO no pasa reducciones mayores.

IPEL

Esta compañía representa a Trans Canadá Pipe Line y también presta el servicio combinado de dispositivos de inspección de pérdida de metal y de geometría de la tubería.

KOPP

El dispositivo de medición geométrica que produce esta compañía, la cual tiene su base en Alemania, aparece trabajando sobre exactamente el mismo principio

que el dispositivo patentado por su dueño T.D. Williamson. Trans Canadá Pipe Line ha tomado el control financiero de esta compañía recientemente.

ROSEN

Esta compañía tiene su base en Alemania, tiene el más reciente desarrollo en dispositivos de medidas geométricas.

H. Rosen Enginering, ha desarrollado un sofisticado sistema para medir la geometría interna de las tuberías. Este dispositivo utiliza un sistema de ruedas odométricas para medir la distancia.

El raspatubo está equipado con un activador electrónico de by-pass y un sistema de frenado para regular la velocidad. La medida del diámetro es realizada por un montaje de medidores de tensión en un segmento del disco de poliuretano. Las señales son transferidas a 4 tarjetas de micro computadoras y se almacena la información usando la tecnología C-MOS.

El "chancho" puede ser interrogado a su arribo apenas sea retirado de la trampa, mediante el ingreso a una unidad portátil de computación. Sus especificaciones también son impresionantes, e incluyen una máxima presión de operación de 200 bar, con una exactitud

en la localización en un rango aproximado de 0.5 mts. en 200 Km. o 150 horas y temperaturas de $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Este es más que cualquier otro dispositivo geométrico y muestra el cuadrante de la tubería en el cual se encuentra el defecto y la inclinación de este punto y localización de la reducción en términos del número de soldaduras y la distancia en kilómetros desde el inicio.

5.4 RASPATUBOS DETECTORES DE DEFECTOS EN PARED DE TUBERIAS

5.4.1 Raspatubos Magnéticos

El raspatubo inspector electromagnético fue desarrollado y puesto en operación a nivel mundial desde 1965. Su objetivo es determinar en líneas enterradas o sumergidas los defectos que implican una reducción en el espesor de la pared de la tubería; indicando con precisión, sin necesidad de excavaciones, la localización del defecto (su kilometraje y orientación circunferencial) así como su magnitud y dimensiones aproximadas.

El raspatubo electromagnético basa su capacidad de detección en el drenaje de las líneas de flujo magnético.

Un campo magnético es generado por el “chancho” e inducido a través de las paredes de la tubería a medida que el “chancho” se va desplazando por el interior de la línea.

Cuando existe una anomalía en la pared de la tubería las líneas de flujo magnético son forzadas a salir del tubo en el punto donde se encuentra el defecto. Este fenómeno se denomina drenaje de flujo magnético (Magnetic Flux Leakage).

El raspatubo instrumentado, detecta estas pérdidas de flujo magnético a través de sensores (transductores) que barren los 360 grados de la tubería y registran la señal correspondiente en una cinta magnética incluida en el “chancho”.

Se puede generalizar afirmando que la amplitud de la señal indicativa de la corrosión, proveniente de la pérdida de flujo magnético, es proporcional a la profundidad de penetración de la corrosión. Esta es la base para la medición y clasificación de los defectos encontrados.

El raspatubo electromagnético tiene una longitud superior a los raspatubos convencionales de limpieza. Debido a ello, el “chancho” electrónico está constituido por cuerpos unidos mediante juntas universales tipo U,

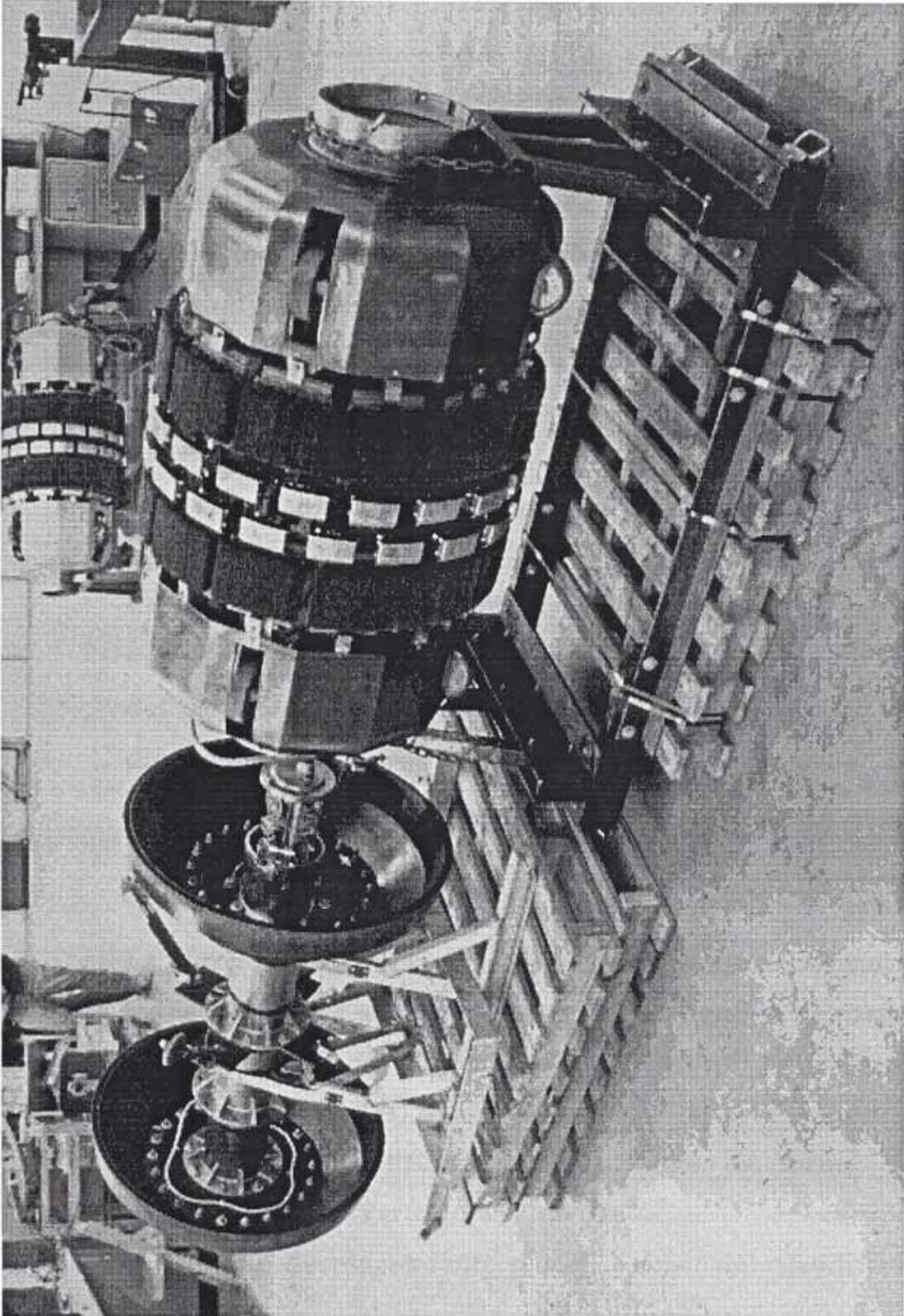
lo que le permite pasar a través de las curvas del Oleoducto. (Dibujo 5.4.1)

Desde el punto de vista funcional, el Raspatubo Instrumentado consta de tres partes:

ZONA FUENTE DE ENERGIA.- Constituye la parte frontal del “chancho”. En esta parte está alojada la batería que proporciona energía al electroimán y a la instrumentación de la zona de registro. Algunos modelos utilizan imanes permanentes para la generación del campo magnético. Esta zona está dotada de copas de uretano que centralizan al equipo y permiten su desplazamiento impulsado por el flujo.

En esta zona también se encuentra un accesorio (Front Marker) cuya función es la detección de las uniones soldadas y accesorios del Oleoducto, como válvulas, tes, derivaciones, etc.

ZONA SENSORA.- En la sección central, tenemos a la unidad de magnetización y las zapatas de inspección. Estas zapatas de inspección están dotadas de transductores y están dispuestas de manera alternada, lo que permite barrer los 360 grados de la circunferencia de la tubería.



DIBUJO 5.4.1 RASPATUBO ELECTROMAGNETICO

El campo magnético es transmitido a través de escobillas de acero, que mantienen contacto con toda la superficie interna del ducto, lo que también da sostén al "chancho". En esta zona se encuentra otro accesorio (Rear Marker) cuya función es similar al Front Marker de la zona de energización.

ZONA DE REGISTRO.- En la parte posterior del "chancho" se encuentra la zona de registro, la cual comprende instrumentación para las siguientes secciones:

La Sección de Medición de Distancia, tiene dos copas más de poliuretano para la sustentación e impulsión del instrumento; así como las ruedas medidoras de distancia (odómetros) que registran a través de un canal de grabación exclusivo, las distancias recorridas por el "chancho".

La Sección de Registro de Inspección, tiene alojados los dispositivos electrónicos de la unidad de registro. El registrador está dotado de un control automático de ganancia (AGC), lo que permite ajustar automáticamente la amplificación del sistema de forma de compensar las variaciones de velocidad del equipo durante su desplazamiento por el interior del oleoducto.

5.4.1.1 Clasificación de los Defectos

El principio de funcionamiento de flujo magnético (ver Dibujo 5.4.2), le permite al “chancho” instrumentado detectar básicamente defectos que impliquen variaciones del espesor de la pared de la tubería. En algunos casos puede especificarse si esos defectos son internos o externos con un análisis computacional.

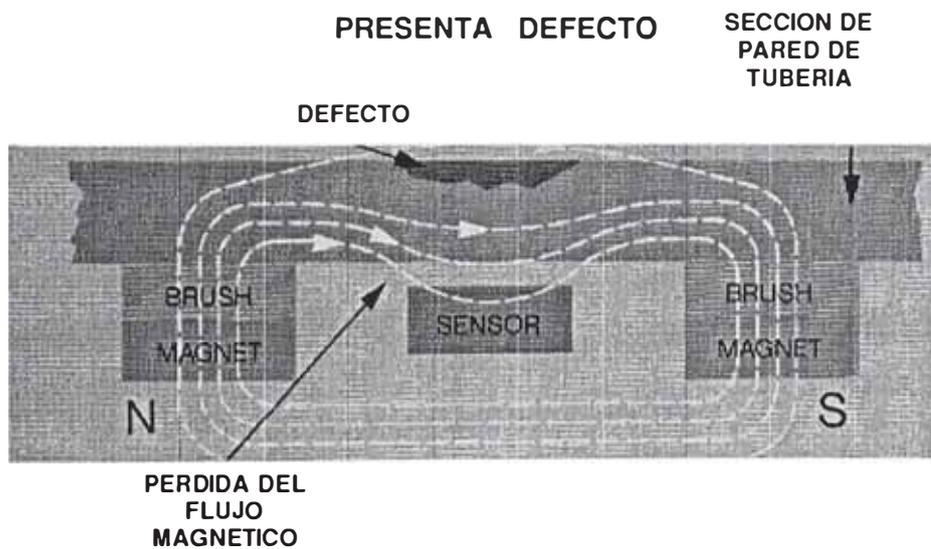
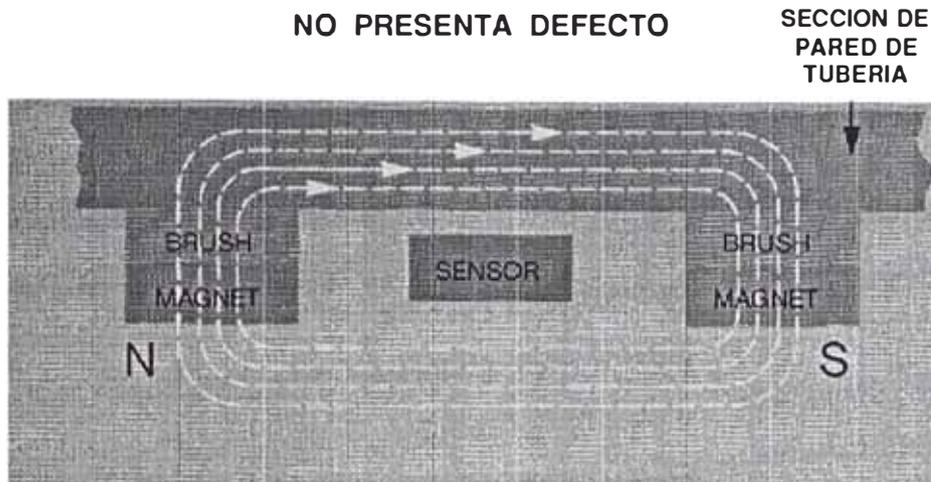
Los defectos son clasificados en categorías de acuerdo al porcentaje de reducción del espesor de la pared de la tubería.

CATEGORIA	% DE PENETRACION DE CORROSION
1	15 A 30
2	30 A 50
3	MAS DE 50
U	NO CLASIFICADOS

NOTA: La categoría U es dada, para defectos de fabricación o de montaje, como adherencias, abolladuras, estrías, etc. y que no están asociados al deterioro de la pared de la tubería, no constituyendo motivo de preocupación la identificación de tales defectos.

El “chancho” no detecta defectos que comprometen pérdidas de espesor inferiores al 15 %.

PRINCIPIO DE FLUJO MAGNETICO



DIBUJO 5.4.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN RASPATUBO ELECTROMAGNETICO

Además de los puntos de ataque corrosivo, también con estos instrumentos se pueden detectar:

Válvulas.

Conexiones.

Uniones soldadas de tuberías.

Derivaciones, bifurcaciones.

Zonas forradas o encamizetadas.

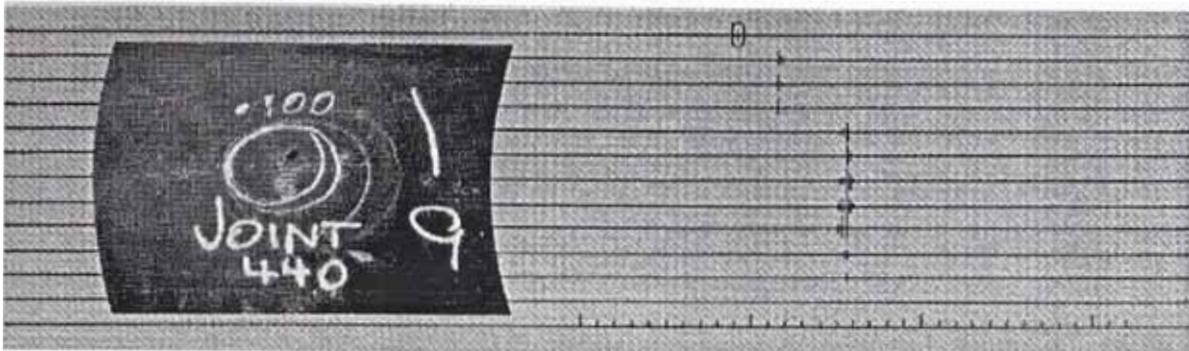
Cambios de espesores de tuberías.

5.4.1.2 Registro Gráfico

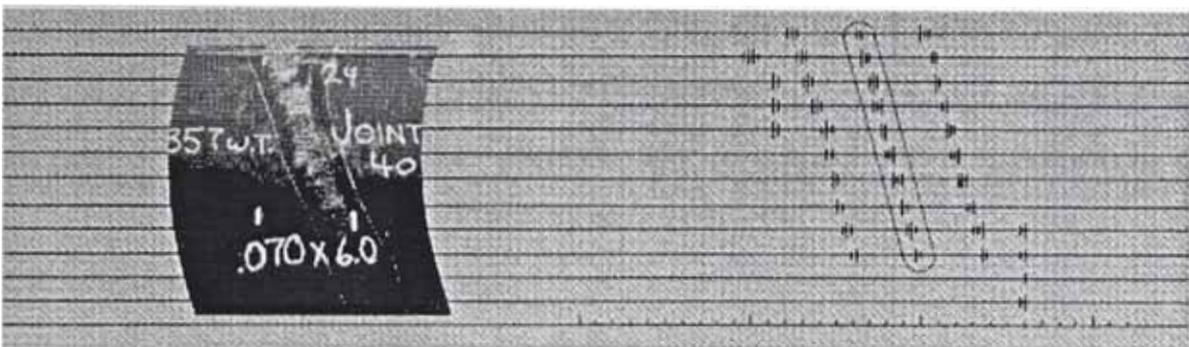
El resultado de la inspección se traduce a un gráfico, como se muestra en el Dibujo 5.4.3, que esta constituido por las siguientes partes:

Canales de Inspección.- Son líneas continuas horizontales y paralelas, que corresponden a cada traductor, normalmente se emplean 24. En estas líneas se registran los defectos o anomalías existentes en la tubería.

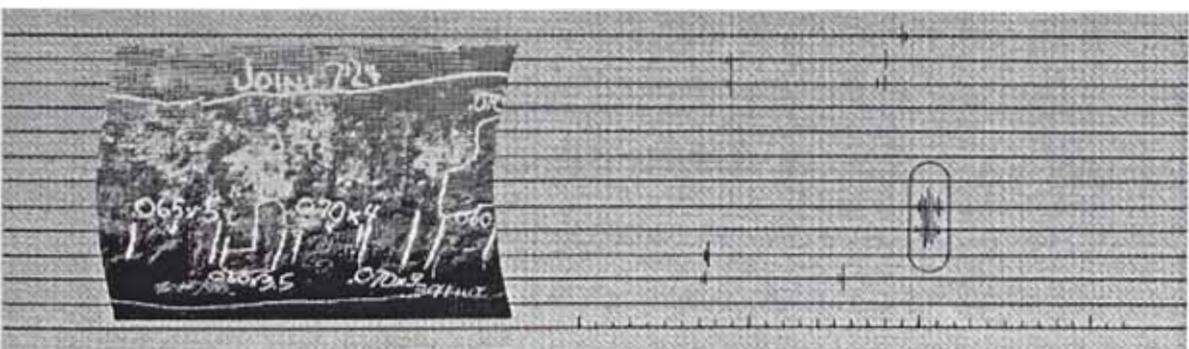
Canales de Demarcación.- Es un registro gráfico de los puntos detectados por los demarcadores FRONT MARKER y REAR MARKER, y que básicamente registra las uniones soldadas, los accesorios y las señales de los imanes instalados exteriormente sobre la tubería. Estos canales tienen la finalidad de auxiliar en la interpretación de los defectos.



PIT AISLADO



BANDA DE CORROSION EN ESPIRAL



CORROSION GENERALIZADA

DIBUJO 5.4.3 RESULTADO DE UNA INSPECCION CON
RASPATUBO ELECTROMAGNETICO

Canal de Medición de Distancia.- En este canal, se lleva el registro de las distancias recorridas por el “chancho” durante su inspección del oleoducto. Este registro se traduce en picos con amplitudes diferenciadas para metros, decenas de metros, centenas de metros y kilómetros.

Canal de Orientación.- El “chancho” instrumentado ha sido diseñado para efectuar un movimiento rotatorio durante su desplazamiento con la intención de que las zapatas las copas y las escobillas tengan un desgaste uniforme, para lograr un barrido más eficiente de la superficie del tubo con la zapata.

Este movimiento rotacional es registrado en el canal de orientación, lo que permite identificar la posición del defecto en relación a los cuadrantes de la tubería.

En este canal tenemos además el conteo de segundos que junto con el registro de distancias, hace posible saber la velocidad de paso del chancho en cada instante.

5.4.1.3 Acondicionamiento del Oleoducto para la Inspección

En algunos casos es necesario modificar las trampas de lanzamiento y recepción de raspatubos para adecuarlos a la longitud del “chancho” inspector. (Dibujo 5.4,4)

Es importante un detallado recuento de las características de la línea indicándose los datos referentes a:

Derivaciones.

Instrumentación.

Curvas.

Especificaciones de la tubería.

Presiones.

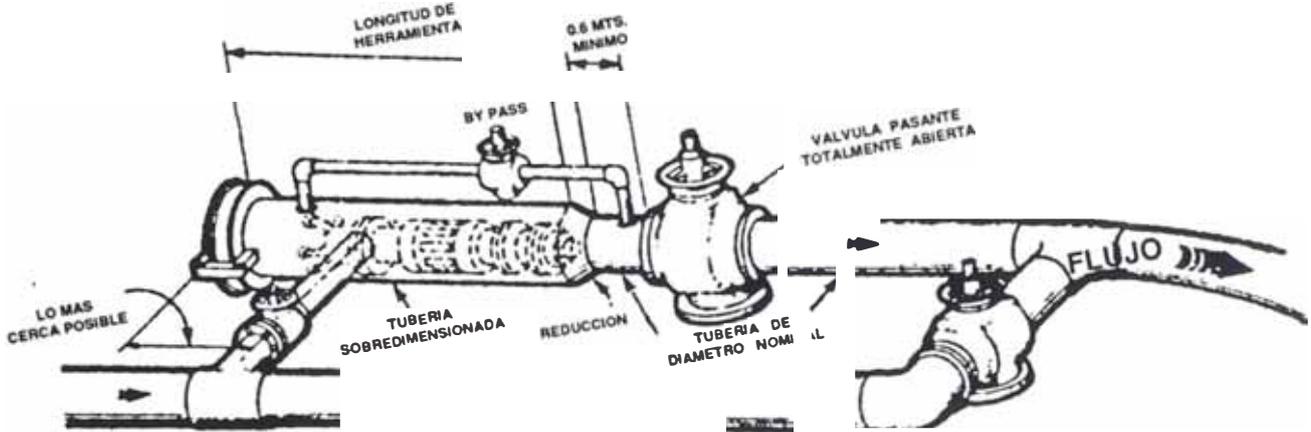
Velocidad de bombeo.

Temperatura de los productos.

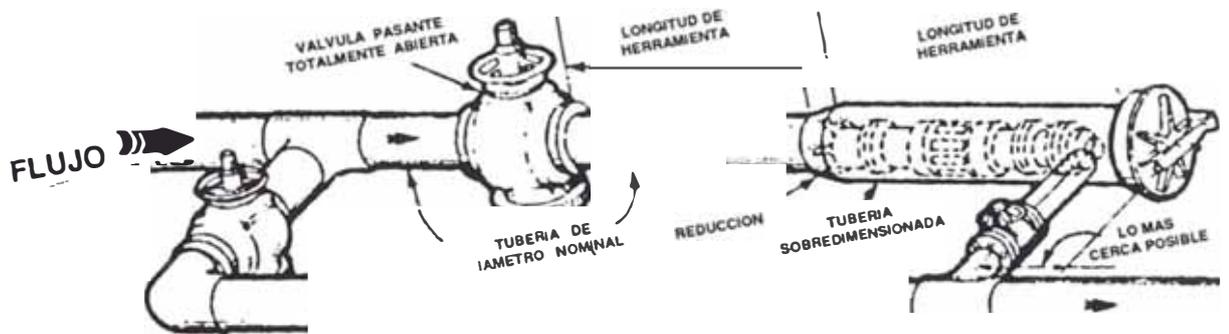
Localización de las reparaciones.

Características de las válvulas.

Abolladuras y todo aquello que pueda implicar una restricción del paso del "chancho". También es importante la limpieza de la línea, debiéndose pasar raspatubos limpiadores con mayor frecuencia antes de la fecha programada de inspección.



SALIDA



RECEPCION

DIBUJO 5.4.4 ACONDICIONAMIENTO DE LA TUBERIA PARA LAS CORRIDAS DE INSPECCION

5.4.1.4 Consideraciones Adicionales

Se recomienda la instalación de imanes sobre el oleoducto o el derecho de vía, espaciados convenientemente a fin de servir de referencia para la localización de los defectos. Estos imanes deben situarse de acuerdo a un levantamiento topográfico preliminar.

Por otro lado es recomendable contar con un stock de crudo suficiente para conseguir por lo menos dos pasos del “chancho” instrumentado.

5.4.1.5 Inspección

Antes de realizar la inspección con un “chancho” instrumentado, se hace el lanzamiento de un “chancho” simulador (DUMMY PIG), cuya función es la de verificar que no existe ninguna anomalía en la tubería que pueda dañar el “chancho” electrónico. Por otro lado, éste “chancho” simulador realiza una limpieza preliminar. Para estos fines, al “chancho” simulador se le instala escobillas de acero para limpieza, y una placa o brida de calibración para detectar abolladuras o restricciones. Algunas veces es necesario pasar un “chancho” calibrador de curvaturas.

Luego del paso del simulador, se verifican las condiciones de su placa de calibración y se procede a introducir el "chancho" electromagnético en el oleoducto para la inspección propiamente dicha, no sin antes calibrar sus sensores con un defecto patrón de acuerdo al espesor de la pared de la tubería y a sus características metalúrgicas.

En el caso del oleoducto con cambio de espesor la calibración se hace para el espesor más constante.

Es importante observar que para pasar un "chancho" electrónico, no se debe exceder la temperatura de 60 grados centígrados. Así mismo, el tiempo de paso del "chancho" por el oleoducto debe ser tal que el tiempo de vida útil de la batería permita cubrir toda su extensión. En caso contrario, será necesario pasar nuevamente el "chancho" electrónico con un circuito temporizador que accione la batería en un punto deseado. Otra posibilidad es el empleo de un "chancho" que genere su campo magnético con imanes permanentes en lugar de electroimanes lo que hace que su consumo de **energía** sea menor.

Luego de realizada la corrida es recomendable ubicar y medir algunos defectos en el campo para correlacionarlos con la localización y la amplitud señalada en los registros.

La interpretación de los registros es hecha de manera manual o es procesada en computadora. En este último caso se intenta evitar los errores de interpretación debido al factor humano, siendo posible identificar los ruidos o señales falsos de los puntos indicativos de defectos verdaderos.

5.4.1.6 Limitaciones

Las técnicas de inspección mediante drenaje de las líneas de flujo magnético tienen las siguientes limitaciones inherentes:

Los defectos planares (fisuras y agrietamiento) orientados paralelamente al eje longitudinal de la tubería y por ende paralelos al flux inducido no interfieren con las líneas magnéticas por lo que no son detectados.

Los defectos planares orientados en forma normal al eje de la tubería representa una interferencia poco significativa a las líneas de flujo magnético, por lo que podrían pasar inadvertidos.

Los defectos que tienen una geometría que presenta una reducción gradual de espesor en el sentido longitudinal de la tubería (como en el caso de la corrosión leve) son de difícil detección. Esto se debe a que los sensores

son mucho más sensibles a los cambios abruptos de geometría (ejem.pits, corrosión severa).

La mayoría de los accesorios de tubería presentan senales fácilmente identificables en los registros, sin embargo pueden existir anomalías cuyo patrón semeje la existencia de corrosión y como tal serán reportados.

Los puntos de daño mecánico a la tubería (abolladuras) no serán detectados por drenaje de flujo magnético, sin embargo el movimiento ocasionado por el desplazamiento anormal de la zapata generará una señal característica.

Los defectos ubicados en las zonas adyacentes a los cordones de soldadura son de difícil detección dada la perturbación que ocasiona la misma soldadura.

5.4.2 Raspatubos Mediante Ultrasonido

El avance de la técnica ha permitido el desarrollo de raspatubos instrumentados cuyos servicios comerciales datan de finales de la década del 70. Estos raspatubos inspectores permiten la detección de la corrosión en la superficie de las tuberías así como la corrosión localizada sobre o adyacente a las costuras soldadas. Por otro lado estos raspatubos permiten la detección

de fisuras y defectos en el interior del sustrato metálico.

Las anomalías son indicadas señalándose su ubicación, tipo y dimensiones.

5.4.2.1 Principio de Funcionamiento

El raspatabo inspector ultrasónico tiene un equipo de generación y detección de ondas de ultrasonido. En general, el método hace uso del principio de medición de la velocidad de desplazamiento de una onda sonora en un medio líquido o sólido. (Dibujo 5.4.5).

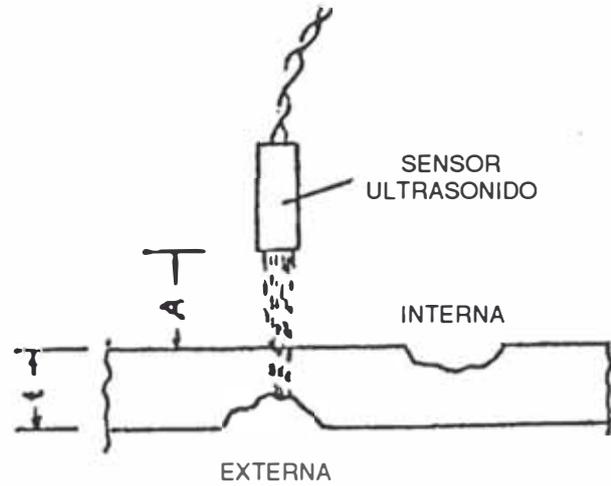
Los sensores emiten pulsos del orden de 5 Mhz. y registran los ecos procedentes de las paredes internas y externas de la tubería, lo que permite la medición de la distancia entre cada sensor y la pared, así como el espesor en sí de la pared metálica.

Una vez determinado el espesor de la pared, es posible estimar el grado de corrosión. La distancia del sensor a la pared permite determinar si la corrosión es interna o externa; evidentemente en el caso de corrosión externa esta distancia se mantiene inalterable mientras que en el caso de la corrosión interna el perfil de distancia tendrá la forma de la corrosión existente.

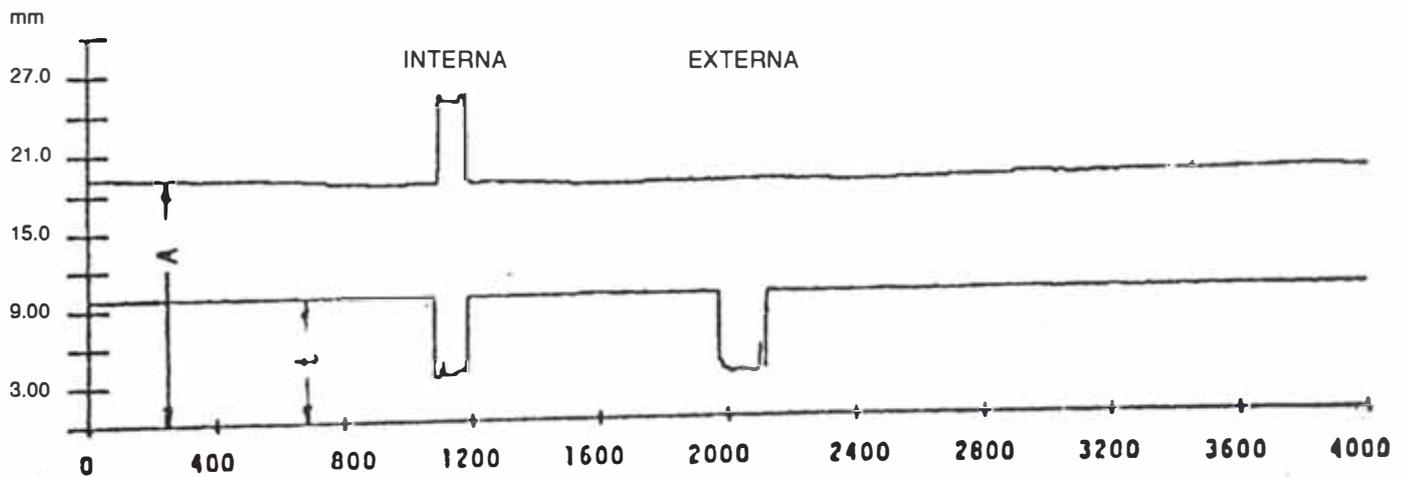
GEOMETRIA DE LA FALLA

INTERNA: PROFUNDIDAD 6 mm
LONGITUD 100 mm

EXTERNA: PROFUNDIDAD 5 mm
LONGITUD 140 mm



DISTANCIA SENSOR
ESPESOR DE PARED



DIBUJO 5.4.5 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL
RASPATUBO DE ULTRASONIDO

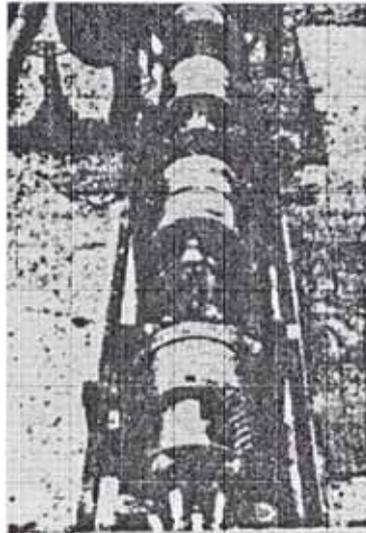
El “chancho” inspector ultrasónico utiliza el agua o el petróleo contenido en el interior de la tubería como medio de acoplamiento entre los sensores y la superficie metálica.

5.4.2.2 DESCRIPCION

El raspatubo ultrasónico tiene diversas configuraciones dependiendo del diámetro de la tubería en la que presta su servicio, pudiendo contar de 1 hasta 5 secciones, como se muestra en el Dibujo 5.4.6.

Los inspectores ultrasónicos cuentan con los siguientes equipos distribuidos en los diferentes módulos que los constituyen:

- La sección de energía que alberga las baterías que accionan los equipos electrónicos de captación de datos y almacenamiento de registros. Estas baterías pueden ser activadas en forma remota en cualquier punto a lo largo de la tubería, lo que permite inspeccionar en forma consecutiva diferentes tramos de tubería.
- La sección de registro que almacena los datos generados por los sensores, incluyendo los datos de distancia provenientes de los odómetros y las indicaciones



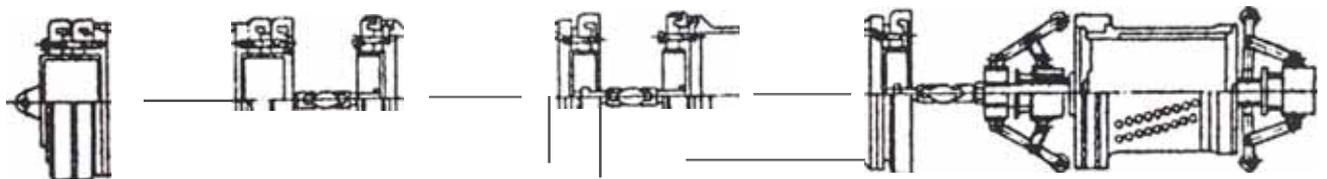
SECCION BATERIA

SECCION GRABACION

SECCION CONTROLES
ELECTRONICOS

SECCION SENSORES
ULTRASONIDO

VISTA GENERAL DE UN RASPATUBO
DE ULTRASONIDO



SECCION
BATERIA

SECCION
GRABACION

SECCION CONTROLES
ELECTRONICOS

SECCION SENSORES
ULTRASONIDO

5.4.6 DESCRIPCION DE UN RASPATUBO DE ULTRASONIDO

de orientación. Los datos son almacenados en cintas magnéticas.

- La sección sensora donde están montados los palpadores de ultrasonido, cuyo número dependerá del diámetro de la tubería, existiendo modelos que cuentan con 160 palpadores instalados circunferencialmente de manera de cubrir los 360 grados de la tubería.

En general el inspector ultrasónico es desplazado por copas cónicas de poliuretano normalmente instaladas en los módulos frontales. Los otros módulos tienen ruedas que facilitan su desplazamiento y centralización. La distancia es computada a partir de las señales de dos ruedas que función como odómetros.

5.4.2.3 Presentación e Interpretación de los Registros

El límite de detección mediante inspección ultrasónica es de alrededor de 10% del espesor de la pared.

La interpretación de los registros es normalmente ayudada por procesamiento computarizado. Todos los datos son revisados para ubicar las anomalías en el espesor de pared y otros datos relevantes como accesorios, válvulas, señaladores, etc. Luego se tabulan todos los puntos donde se evidencian desviaciones del espesor

nominal de la pared metálica, indicándose además la distancia correspondiente del palpador a la pared interna. También se tabulan las ubicaciones en kilómetros de los defectos y de las uniones soldadas entre secciones de tubería.

El siguiente paso involucra el escrutinio de los registros para definir el tipo de defectos presente y su severidad.

Finalmente los puntos con anomalías son listados junto con los datos necesarios para su ubicación, esto es: su kilometraje, el número de la unión soldada más cercana, su distancia del último punto de referencia, su posición en la circunferencia de la tubería y una indicación que señala si la corrosión es interior o exterior.

La información registrada puede presentarse en diversas formas:

En canales individuales correspondientes a cada zapata sensora

En sección transversal de tubería.

En imagen planar desarrollada de tramos de tubería.

5.4.2.4 Limitaciones y Usos

La principal limitación del inspector ultrasónico reside en la necesidad de un medio acoplante apropiado (ejem. agua, petróleo). No es factible su uso en gasoductos ni en líneas parcialmente llenas de líquidos.

Por otro lado, en necesidad de un acoplamiento entre los sensores y la pared metálica obliga a que no existan abolladuras o restricciones que comprometan más del 5% del diámetro de la tubería. La tubería deberá estar totalmente limpia interiormente, libre de depósitos parafínicos y productos de corrosión pues éstos influyen negativamente en los registros ultrasónicos.

El uso del raspatubo ultrasónico está indicado solo en los casos en que no sea posible el empleo de las técnicas de flujo magnético; como es el caso de las tuberías submarinas de elevado espesor de pared (más de 1.00 pulgada de espesor).

5.4.3 Raspatubo de Corrientes Parásitas

5.4.3.1 Principio de Funcionamiento

Este raspatubo permite detectar anomalías superficiales mediante el uso de corrientes parásitas o Corrientes

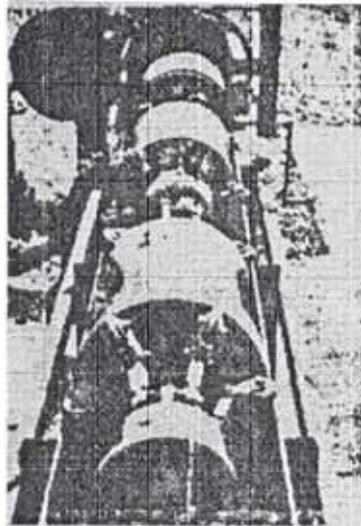
de EDDY. En general, el método consiste en inducir un campo alterno en la tubería mediante el paso de corriente alterna en un par de bobinas instaladas circunferencialmente en el raspatubo. La presencia de una anomalía en la superficie causa turbulencias sobre el flujo magnético inducido, este efecto es captado por una bobina secundaria instalada entre los haces de la bobina primaria.

5.4.3.2 Descripción

El inspector con corrientes parásitas o de Eddy consta normalmente de tres secciones unidas formando un tren de inspección. La sección frontal alberga la batería que alimenta a todos los sistemas sensores y de registro. Esta sección está equipada de copas que permiten el desplazamiento del instrumento por presión diferencial. (Dibujo 5.4.7).

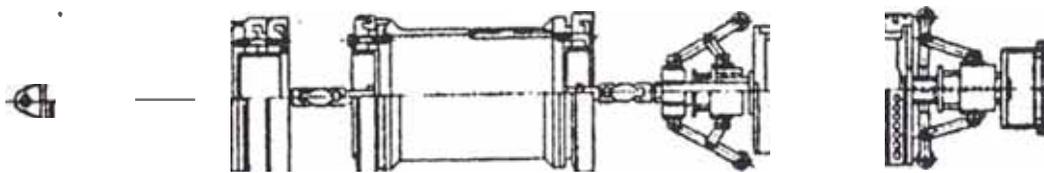
La sección intermedia contiene los implementos de registro en cintas de video, con una capacidad de almacenamiento total de 106 M-bytes.

La sección posterior posee el equipo sensor de corrientes erráticas, que puede tener hasta 160 sensores distribuidos de manera de cubrir los 360 grados de la circunferencia.



SECCION BATERIA
SECCION GRABACION
SECCION CONTROLES
ELECTRONICOS Y
SENSORES

VISTA GENERAL DE UN RASPATUBO
DE CORRIENTES EDDY



SECCION
BATERIA

SECCION
GRABACION

SECCION CONTROLES
ELECTRONICOS Y
SENSORES

DIBUJO 5.4.7 DESCRIPCION DE UN RASPATUBO
DE CORRIENTES PARASITAS

5.4.3.3 Presentación de los Registros

Los registros de inspección pueden presentarse de las siguientes formas:

Por canales individuales de registros por cada palpador.

En sección transversal de tubería.

En imagen planar desarrollada de la tubería.

5.4.3.4 Limitaciones y Usos

El raspatubo inspector con corrientes de Eddy no necesita un medio acoplante para realizar la inspección por lo que puede usarse incluso en gasoductos. Su capacidad de detección no se ve afectada por las sustancias que pudieran estar adheridas a las paredes de la tubería.

Su uso se circunscribe a la detección de defectos superficiales o ligeramente subsuperficiales, que incluyen corrosión y fisuras.

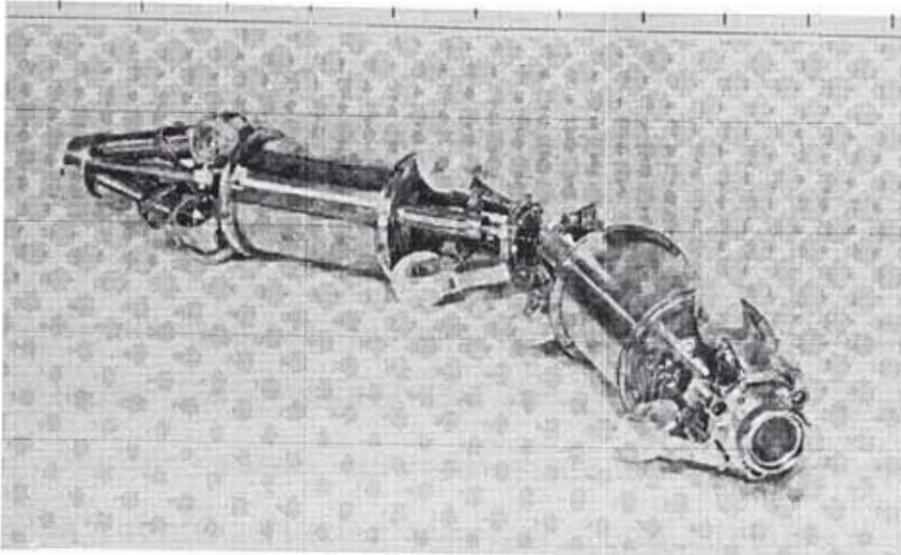
5.4.4 Sistema de Videograbación

Estos sistemas proporcionan una cinta de video de alta resolución a color de tuberías vacías o llenas de agua.

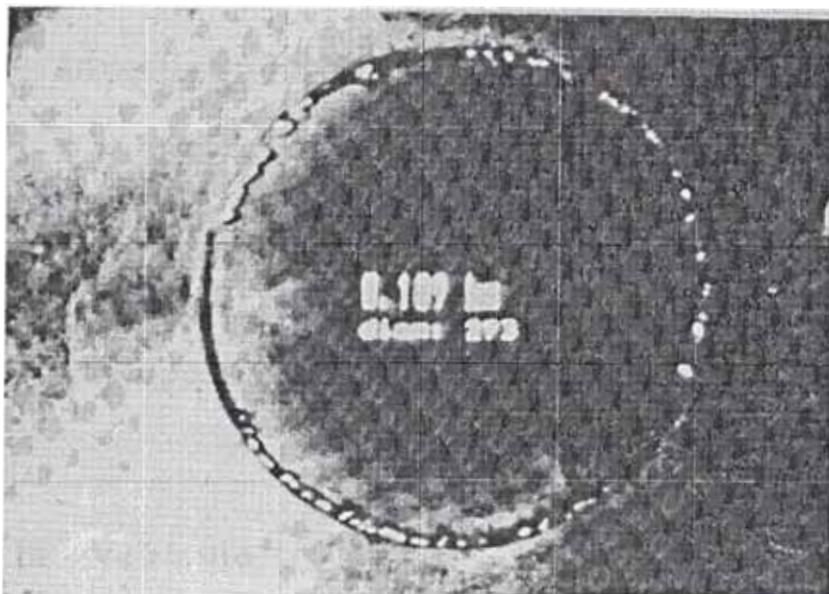
Este es un vehículo de 2 cuerpos diseñado para las difíciles y hostiles características internas de una tubería. Estos equipos son autopropulsados y pueden recorrer 10 km. horizontales o trepar verticales de 200 mts. El sistema de video puede grabar hasta 04 horas, con lo último de la tecnología de video-grabación. (Dibujo 5.4.8).

Las grabaciones son inmediatamente accesibles después de la corrida, libre de vibraciones por que el sistema está soportado por ruedas de poliuretano. Para asegurar una óptima imagen tridimensional, 3 lámparas de halógeno, iluminan la tubería, una detrás de otra con una total secuencia de iluminación entre ellas.

En el centro de las imágenes, se puede incluir información importante. Durante la corrida, los sistemas de posición (odómetros) y la dimensión del diámetro interno son grabadas y si es que se quiere mostradas en la pantalla. (Dibujo 5.4.9).



DIBUJO 5.4.8
RASPATUBO DE INSPECCION DE VIDEOGRABACION



DIBUJO 5.4.9 REPRESENTACION GRAFICA DE UNA
INSPECCION DE VIDEOGRABACION

Después de la corrida, ciertas características u otras informaciones (por ejemplo: N° de junta; N° de soldadura) pueden ser adicionadas y archivadas para una mejor explicación del video.

El sistema de inspección visual está disponible para todos los tamaños de 10" de diámetro o más. Estos pueden pasar curvaturas de 3 veces el diámetro de la tubería. Pueden moverse hacia adelante y retroceder.

En algunos casos, estos sistemas son empleados para:

- Evaluación de corrosión interna y limpieza de las líneas.
- Verificación del recubrimiento de protección interna.
- Investigación de daños de válvulas o conexiones.
- Búsqueda de puntos de excesiva penetración de la soldadura.
- Evaluación de mecánicas de formaciones.

5.4.4.1 El Vehículo

La unidad es movida por 3 electromotores, alimentados de una batería. Todas las 06 ruedas (03 de ellas

de propulsión) son mecánica/neumáticamente presionadas a la pared de la tubería, la presión es ajustable. Las 03 ruedas adicionales incluyen el odómetro y dispositivo de control de posición y velocidad.

Si a lo largo de la tubería las condiciones son normales, la unidad se mueve a velocidad constante. Si las ruedas de movimiento resbalan (Por ejemplo: debido a parafinas) la carga sobre las ruedas es incrementada para superar el resbalamiento. Sobre todo, la distancia recorrida y el consumo de energía son continuamente controlado y comparado. Si debido a esta razón, demasiado energía, la unidad decide regresar al punto de inicio (por ejemplo: si el 50% de la energía es consumida antes de haber pasado la mitad del camino).

La unidad puede ser programada para inspeccionar por secciones de tubería. Puede por ejemplo, atravesar cierta distancia y recién iniciar el grabado de una pre-seleccionada sección. Si se desea, el sistema puede parar y grabar la misma sección durante el trayecto de regreso y finalizar este trabajo regresando al punto de inicio.

5.5 ULTIMOS AVANCES EN RASPATUBOS DE FLUJO MAGNETICO Y DE ULTRASONIDO

Como es de todos conocido, en los últimos cinco años se han producidos avances significativos en: capacidad de manejar diseños complejos, materiales, electrónica e informática que, prácticamente, han establecido nuevos parámetros de desempeño con respecto a las tecnologías tradicionales.

Los avances son los siguientes:

FLEXIBILIDAD DE LAS HERRAMIENTAS

SISTEMA SENSOR

LOCALIZACION DE PROGRESIVAS

SISTEMAS AVANZADOS DE GRABACION

DESPLIEGUE DE LA INFORMACION

Por razones de seguridad, salvaguarda de activos, ecológicas así como para garantizar la continuidad de las operaciones, las inspecciones de tuberías para el transporte a distancia de hidrocarburos son muy necesarias al punto que, en varios países, se están preparando legislaciones que establecerán la obligatoriedad de las inspecciones periódicas. Los objetivos principales de una inspección de corrosión son los siguientes:

- Inspeccionar la tubería tomando en cuenta que las operaciones normales de transmisión deben ser afectadas lo menos posible, evitando costosas interrupciones de flujo.

El registro debe ser muy preciso, en cuanto a grado de corrosión se refiere, no sólo por razones de seguridad, sino para poder establecer las prioridades de reparación.

La localización de los defectos debe ser precisa para evitar excavaciones innecesarias que aumenten el costo de la operación.

- El registro debe ser lo mas completo posible.
- La información debe ser suministrada al cliente en un formato de fácil interpretación y evaluación cuantitativa y cualitativa.

5.5.1 Flexibilidad de las Herramientas

5.5.1.1 Magnéticas

En cuanto a herramientas basadas en los principios de magnetismo, los nuevos diseños, por el momento las mayores de 20 pulg., son de UN SOLO CUERPO,

lo que les da las siguientes ventajas:

- Menos posibilidades de atascamiento.

Mayor facilidad de manejo al lanzar y recibir

- Posibilidad de utilizar trampas convencionales.

La herramienta está soportada en la parte delantera y la trasera por medio de sistemas de rodamientos múltiples que la mantienen centrada con respecto al tubo, de modo tal que los sistemas sensores puedan contactar la pared interna de la tubería de una manera uniforme.

Los rodamientos le dan estabilidad lateral, lo que reduce el "ruido" causado por la vibración generada por el desplazamiento de la herramienta a lo largo de la tubería.

Los sistemas de rodamientos están montados en resortes y tienen un alto grado de movilidad hacia dentro. Esto le da la flexibilidad necesaria para atravesar, sin sufrir daños, por codos de 3D, en algunos casos hasta 1.5D, y restricciones de 10%, hasta un 15% en algunos casos.

La parte central, donde están alojados los componentes electrónicos (procesamiento, grabación, etc.), es bastante

compacta debido a las nuevas técnicas de miniaturización y a la utilización de baterías mas eficientes.

Debido a su diseño. no hace falta baterías para generar el campo magnético lo que simplifica los circuitos, reduce el tamaño, así como el peso de la herramienta.

La utilización de imanes permanentes, así como de circuitos electrónicos más eficientes, permite aumentar el tiempo de inspección hasta a 100 horas, en algunos casos, lo que contribuye a evitar la necesidad de lanzamientos múltiples con disparo retardado, para inspeccionar un tramo largo de tubería.

5.5.1.2 Ultrasonido

En cuanto a las herramientas ultrasónicas, éstas tienen la misma flexibilidad que las herramientas magnéticas, pero son más largas y de múltiples secciones debido a lo complejo de la electrónica utilizada. El diseño del sistema de soporte es ligeramente diferente al de la herramienta magnética, aunque en ambos casos las herramientas son flotantes y están propulsadas por las copas frontales.

5.3.2 Sistema Sensor

5.3.2.1 Magnéticos

En cuanto a las herramientas magnéticas, los conjuntos de magnetización antes mencionados están siendo conformados por imanes muy poderosos de NiFe que son los más avanzados en el mercado y crean un campo NUEVE VECES MAYOR POR UNIDAD DE PESO que los normalmente utilizados. Esto le da mayor estabilidad a la herramienta a la vez que permite inspeccionar tuberías con espesores mayores a 1 pulgada.

Estos diseños son optimizados por medio de técnicas basadas en el análisis de elementos finitos.

Los conjuntos de magnetización, que consisten de cepillos unidos a imanes, se mantienen en contacto con la tubería ayudados por la acción de resortes de diseño especial que permiten un alto grado de retracción (hasta un 15 % del diámetro nominal). Esta tecnología permite una saturación más uniforme, a la vez que amortigua las vibraciones mecánicas causadas por las irregularidades en la pared de la tubería.

Los sensores, montados en dos filas que están solapadas, tienen amortiguación especial, así como protección contra impactos, y utilizan un diseño de bobina que cancela

el "ruido" generado por la fricción de la herramienta lo que resulta en un aumento de la relación señal/ruido.

En la actualidad se está trabajando sobre la posibilidad de utilizar las señales magnéticas en un sistema que las maneje en forma digital (o sea lectura directa) y las almacene de igual manera. El almacenaje digital se discutirá más adelante.

Otro desarrollo importante en cuanto a la tecnología de detección magnética se refiere, es el de un sistema de levantamiento tri-dimensional del campo.

Este sistema es capaz de tomar datos de flujo magnético en tres dimensiones y almacenarlos en archivos digitales.

Estos archivos pueden ser graficados para mostrar el campo o ser utilizados en programas de simulación para desarrollo de sensores.

Alternativamente, se pueden generar perfiles del campo a partir del desempeño de los sensores. De esta forma se podrá deducir, con más precisión, la geometría y severidad de los defectos, lo que redundará en el mejor análisis de las señales.

5.5.2.2 Ultrasonido

Las herramientas basadas en el principio de ultrasonido permiten medir directamente el espesor de la tubería con una precisión de más o menos 0.5 mm.

Los sensores especialmente diseñados, que en las herramientas de mayor diámetro llegan a 512, miden el espesor de la pared así como la distancia entre el sensor y la pared, lo que permite diferenciar entre corrosión interna y corrosión externa.

Esto simplifica la toma de decisiones a la hora de planificar el reemplazo de tramos.

Los emisores de señal, así como los sensores, están montados en un soporte especial fabricado de poliuretano que es resistente y flexible a la vez y que permite mantener la relación correcta entre los sensores y la pared, así como el solapamiento, independientemente de las ovalidades, golpes y restricciones en el diámetro interno de la tubería.

La repetición de pulsos de la señal ultrasónica es de 400 Hz. (ciclos por segundo), por lo que, a una velocidad promedio de 1 m/seg (3.6 Km/hr.), se toman lecturas de espesor cada 2.5mm ($1000/400 = 2.5\text{mm}$).

Debido al principio con que operan los sensores de las herramientas la baja velocidad de la herramienta no influye en las lecturas, ya que ésta puede operar a velocidades muy bajas de hasta 1 kph, y con la tecnología ultrasónica no habría problema de sobresaturación magnética del metal.

5.5.3 Localización de Progresivas

En ambos casos, el de magnetismo y el ultrasonido, se utilizan odómetros para medir la distancia recorrida dentro de la tubería. La herramienta Magnética utiliza dos ruedas en contacto con la pared de la tubería y la Ultrasónica utiliza tres (una más de lo normal).

Las dos herramientas utilizan la información del odómetro que dé la señal de mayor velocidad para evitar problemas de medición debido a eventual falta de contacto entre los odómetros y la pared.

Una característica muy especial de ambos equipos es la capacidad que tienen de recibir señales de transmisores situados en la superficie de la tapada para tener referencias adicionales a las soldaduras, válvulas y otros puntos conocidos.

Los transmisores detectan el paso de la herramienta (esto es muy importante a la hora de hacer seguimiento) y envían una señal que es captada por el equipo dentro de la tubería.

Con esto se evitan costosas excavaciones para colocar magnetos (en los casos de tuberías enterradas) y no se perturba el recubrimiento de la tubería.

De esta manera (utilizando los odómetros, transmisores y características de la tubería), se puede obtener una precisión promedio de 50 centímetros en la localización de la falla desde la referencia más cercana. En todo caso, la precisión final depende del conocimiento que el cliente tenga de su línea.

5.5.4 Grabación Digital

Independientemente de la herramienta utilizada, todos los datos obtenidos se tienen que almacenar para ser procesados, una vez que la herramienta es recibida en la trampa.

5.5.4.1 Magnético

Una herramienta puede tener un excelente sistema de sensores, pero si la relación señal/ruido es baja, entonces se perderían muchas de las ventajas ganadas con sensores mejorados.

El origen principal del "ruido" es el movimiento del sensor perpendicular a la pared. La amplitud del "ruido" es proporcional a la velocidad del movimiento que, a su vez, es proporcional a la velocidad de la herramienta de inspección.

Con la finalidad de mejorar la relación señal/ruido, se genera un nivel de "puerta" (gate) que es proporcional a la velocidad de la herramienta y que puede ser utilizado para bloquear las señales de ruido procedente de los sensores.

La señal proveniente de los odómetros genera ese nivel de "puerta". Las señales de los sensores son amplificadas y comparadas con el nivel de "puerta" y las señales de ruido son, en gran parte, eliminadas.

Después de la "limpieza de la señal", ésta es acondicionada y registrada en una grabadora analógica multicanal.

La tecnología que se ha venido utilizando hasta la fecha, en la mayoría de las herramientas de inspección, ha sido la de grabación analógica, ya que éstos eran los equipos disponibles en el mercado. Sin embargo, gracias al muy reciente desarrollo e implementación a nivel comercial de técnicas confiables de grabación digital en conjunto con los nuevos microprocesadores de 16 y 32 bits 80286 y 80386, respectivamente, se ha establecido un nuevo "standard" en lo que a almacenaje de datos se refiere.

5.5.4.2 Ultrasonido

En el caso de esta herramienta, la información digital ultrasónica es transferida del módulo ultrasónico al módulo de multiprocesadores para compresión de los datos recabados.

La finalidad de este último es para cuantificar el flujo de datos que es recibido y reorganizarlos de modo tal que ocupen la menor cantidad de memoria en la unidad de grabación. Debido a la naturaleza de los datos, se puede obtener un factor de compresión de, aproximadamente, 5:1. Luego de la compresión, los datos se transforman de formato paralelo a formato serial y se almacenan temporalmente en un registro hasta que se transfieren al medio de almacenaje constante en baudios.

La unidad de almacenaje es un grabador de 28 canales de tipo aeronáutico que puede almacenar 4 Gigabytes (4000 megabytes) y esta rediseñado y probado para resistir las fuerzas de aceleración y temperaturas extremas durante las inspecciones.

En adición a la señal ultrasónica, la herramienta graba la distancia recorrida, la orientación de los sensores con respecto a la vertical así como la temperatura interna.

Para tener una idea de la cantidad de datos que se manejan en línea por el sistema de microprocesadores, es interesante notar por ejemplo, que los 512 sensores con una repetición de pulsos de 400 Hz. producen un flujo de datos de 400 KBytes por segundo (una página mecanografiada a espacio sencillo ocupa 2 KBytes, por lo que ésto equivaldría a manejar un volumen equivalente de información a 200 páginas por segundo).

Debido a que las herramientas de flujo magnético manejan alrededor de 24 a 30 canales, será muy sencillo adaptar la tecnología digital desarrollada en la herramienta ULTRASONIDO al sistema de grabación de la herramienta MAGNETICO.

Esto se está llevando a cabo y pronto se utilizará una unidad en una prueba comercial.

Uno de los hechos mas resaltantes es que se eliminará el factor humano de la parte de análisis de datos. Obteniéndose así, un registro mas confiable.

5.5.5 Despliegue de la Información

5.5.5.1 Ultrasonido

Considerando el número de sensores involucrados, el despliegue de los datos es de vital importancia. Debido a que cada sensor genera dos elementos de información: a) espesor y b) separación, en el caso de una herramienta con 512 sensores se generarían 1024 trazos, por lo que la interpretación se haría muy tediosa.

Con esto en mente, se desarrolló un sistema especial de contornos de color.

El gráfico es una "fotografía" de la tubería hecha a todo lo largo de la misma y consiste de dos áreas principales:

- Indicación de espesor de pared.
- Indicación de separación entre el sensor y la pared.

La circunferencia del tubo está representada en el eje de las ordenadas (vertical) y el largo del tubo

en el eje de las abcisas (horizontal). El significado de los colores está expresado en los espectros que corresponden a cada gráfico, pudiendo escogerse los colores, en un rango de 0 - 50 mm., según el gusto del usuario o el tipo de inspección. Siendo lo usual que el espesor nominal y la separación nominal queden en blanco para evitar el congestionamiento del gráfico y ahorrar tinta.

Los gráficos tienen la indicación de la distancia recorrida así como la posición de los sensores con relación a la vertical.

En los casos en que disminuye el espesor de la pared, sin la disminución de la separación del sensor, se tratará de un defecto **externo**.

En los casos en que disminuye el espesor de la pared, con aumento de la separación del sensor, se tratará de un defecto **interno**.

El gráfico antes mencionado es una herramienta muy útil en el sentido de que presenta una gran cantidad de datos de una forma sencilla de leer. El despliegue es, prácticamente, tridimensional siendo el área del gráfico, la superficie de la pared y la tercera dimensión, el color, la profundidad de la falla.

Estos gráficos se entregan en un disco Laser del tipo "WORM (write once read many) y constituye un documento permanente de la inspección que puede ser desplegado en un monitor a color de un computador personal dotado de un lector de discos Laser. Estos son muy populares en el mercado y tienen una capacidad de almacenaje de más de 700 MBytes y una velocidad de acceso de alrededor de 30 ms.

De esta forma se pueden analizar los datos con facilidad, sin tener que ser un experto en la interpretación de registros.

5.5.5.2 Magnéticos

El sistema antes mencionado de discos laser está siendo adaptado a los registros producidos por esta herramienta.

CAPITULO 6

RESULTADO DE SU APLICACION EN EL OLEODUCTO NOR PERUANO

6.1 ANTECEDENTES

Cuando se puso en operación el oleoducto Nor Peruano, en 1977, no se tenían los conocimientos ni la experiencia necesaria para iniciar un programa de protección de la tubería contra la corrosión interna, producida por el agua y contaminantes que arrastra el petróleo en suspensión.

Paulatinamente se fueron implementando programas de inyección de productos químicos para prevenir el ataque corrosivo, así como también el paso de raspatubos limpiadores para eliminar los sedimentos y agua del interior de la tubería.

Del mayor conocimiento que se fue adquiriendo del uso de raspatubos separadores (para empujar los productos químicos a través de la línea) y de los limpiadores, surgió la necesidad de determinar el estado en que

se encuentra la tubería y determinar el deterioro sufrido por los años que no se le dio protección interna.

Asimismo determinar fehacientemente que no se tienen defectos de instalación en la tubería y que el revestimiento exterior está funcionando adecuadamente y no se está produciendo corrosión exterior que disminuya el espesor de la tubería.

Paralelamente durante el año de 1981, se recepcionaban los raspatubos fuertemente deteriorados, lo que nos daba un indicio de tener problemas de deformaciones en la geometría de la tubería.

Como en su mayor extensión la tubería está enterrada o en agujales no se puede determinar el estado de la protección externa (performance del recubrimiento) y la efectividad de la Protección Catódica instalada durante la construcción.

Por estos motivos se pensó en la necesidad de hacer una Inspección Interna de la tubería mediante raspatubo instrumentado (electromagnético o de ultrasonido), para detectar defectos de pérdida de material en la pared de la tubería; pero por las características propias de los equipos, primero se debe calibrar la tubería y eliminar todas las restricciones que puedan detener estos equipos, dentro de la tubería.

El Oleoducto Nor Peruano tiene 3 sectores o tramos principales claramente delimitados por el diámetro de la tubería:

Tramo Ramal Norte	16 "	de Dia.	y de	252 Km
Tramo I	24 "	de Dia.	y de	306 Km
Tramo Principal	36 "	de Dia.	y de	546 Km

El Tramo Ramal Norte fué el último en construirse y ponerse en servicio, tiene como características principales que no es enterrado, de flujo constante y de régimen turbulento, lo cual nos permite asegurar que no hay depósitos de sedimentos y agua en su interior que favorezcan la corrosión interna y desde el inicio ha recibido tratamiento químico mediante inyección de biocidas e inhibidores; por ser superficial se puede determinar mediante inspecciones visuales, durante los patrullajes terrestres, el estado del recubrimiento y la geometría exterior de la tubería. Es por estas razones que este Tramo no ha sido considerado dentro de los proyectos de Calibración e Inspección.

El Tramo I, en sus inicios tenía un régimen de bombeo turbulento, además por la configuración del terreno que atravieza, el cual es practicamente plano, lo cual impide la acumulación de agua, tampoco se consideró dentro de los proyectos de Calibración e Inspección.

6.2 CALIBRACIONES DE LA TUBERIA

Durante el año de 1981 se evaluaron las principales compañías que a nivel mundial realizan estos trabajos de calibración, llegándose a determinar que la Compañía T.D.Williamson, con su raspatubo instrumentado KALIPER PIG, nos brindaba las mejores condiciones técnicas y económicas.

6.2.1 Primera Calibración

En 1982 se realizaron las siguientes calibraciones:

FECHA	TRAMO	KMS.
12.03.82	Est.7 - Est.9	130
01.04.82	Est.5 - Est.7	210
27.08.82	Est.9 - Bayovar	206

6.2.1.1 RESULTADOS OBTENIDOS

El raspatubo instrumentado (kaliper Pig), utilizado en las corridas efectuadas en el año 1982, reportaban 2 tipos de defectos claramente definidos en la geometría de la tubería:

ABOLLADURAS: Reducciones en el diámetro del 2% o mayor en una longitud de 5 pies o menos de tubería.

OVALAMIENTO: Reducción en el diámetro del 5% o mayor en una longitud de mas de 5 pies de tubería. En el Anexo I, se muestran los reportes oficiales de la Cia. T. D. Williamson y un resumen de los principales defectos encontrados, además se presenta copia de algunas de las gráficas obtenidas del Kaliper Pig.

Del análisis y evaluación de los reportes obtenidos, se obtiene lo siguiente:

Est.5 Est.7 Existen restricciones que exceden la especificación requerida para el paso del raspatubo Inspector. Es necesario reparar la tubería.

Durante los años de 1982 y 1983 se efectuaron 3 reparaciones importantes eliminando 4 abolladuras que ponían en serio peligro la continuidad de la operación.

Est.7 Est.9 No se encontraron abolladuras significativas y todas ellas estaban dentro de la tolerancia exigida para realizar la Inspección.

Est.9 - Bayovar Se ubicaron significativas restricciones que estaban fuera de tolerancia, en zonas difíciles de ubicar y de trabajar en su reparación.

6.2.1.2 Conclusiones y Recomendaciones

De la evaluación de los resultados de esta Primera Corrida de Calibración, se recomienda hacer los tramites para contratar la Inspección Interna de la tubería en el único Tramo que es factible realizarla, es decir entre las Estaciones 7 y 9.

6.2.2 Segunda Calibración

Durante las gestiones de contratación del servicio ocurrieron 3 hechos importantes que afectaron directamente este tramo:

- La rotura del Oleoducto en la progresiva 548 producida por el sismo ocurrido el 12.04.83.

- Diversos deslizamientos de volúmenes importantes de tierra, producto de las fuertes lluvias ocurridas en este año.

Después de la primera calibración, se ejecutó la construcción de la carretera Olmos-Corral Quemado, ocasionando el movimiento y la acumulación de grandes volúmenes de tierra sobre el Derecho de Vía, en el tramo comprendido entre las Estaciones N° 7 y N° 9.

Es por estos motivos que se decide nuevamente pasar el Calibrador en este Tramo.

Adicionalmente, entre los meses de Setiembre y Octubre del año de 1984, se han venido presentando demoras en el recorrido de los raspatabos de limpieza que se pasan en el Tramo Est. 9 Bayovar. Obligando a utilizar raspatabos especiales "FLEXI PIG" para poder desatascarlos, lo cual evidenciaba una profundización de las abolladuras anteriormente detectadas o la aparición de nuevas, pero de gran dimensión, representando un serio peligro de rotura, que podría poner en riesgo la continuidad de la Operación.

En 1984 se realizaron las siguientes calibraciones:

FECHA	TRAMO	KMS
12.12.84	Est.7 - Est. 9	130
18.12.84	Est.7 - Bayovar	203

6.2.2.1 Resultados Obtenidos

En el Anexo II, se muestra el reporte oficial de la Cia T.D.Williamson, así como un resumen de los principales defectos detectados y copia de las gráficas obtenidas del Kaliper Pig.

Est.7 Est.9 Se detectaron reducciones en el diámetro de la tubería hasta de 15.54 cms. y en una zona de 2.5 km. de longitud se han detectado múltiples abolladuras. Esta zona estuvo intacta al realizarse la calibración anterior hace 2 años.

No se han observado deformaciones cerca a la falla ocurrida en el Km. 548 como consecuencia del sismo del 12.04.83.

Est. 9 Bayovar Se observó un serio incremento de la cantidad y magnitud de las abolladuras, con respecto a la corrida anterior.

6.2.2.2 Conclusiones y Recomendaciones

Del informe alcanzado por T.D. Williamson se han seleccionado preliminarmente, 12 abolladuras mayores de 10 cms. de profundidad, para ser inspeccionadas en detalle y determinar la factibilidad de repararlas.

Una de estas abolladuras, ubicada en el Km. 590+273 tiene una profundidad de 6.12" , es la que tiene la máxima prioridad para ser reparada.

Se recomienda, diferir la realización de la Inspección Interna del Tramo comprendido entre las Estaciones 7 y 9, hasta que no se reparen las abolladuras que están fuera de tolerancia.

Establecer un programa de Inspección con Kaliper Pig, con una frecuencia bianual, para obtener información del estado de la tubería enterrada. Nuestra geografía es muy accidentada y estamos constantemente sufriendo deslizamientos, desprendimientos de rocas y movimientos imperceptibles de terreno, producidos por movimientos telúricos o por las fuertes lluvias, lo cual actúa directa o indirectamente sobre el Oleoducto.

6.2.3 Tercera Calibración

Después de la Segunda Calibración se iniciaron los trabajos de ubicación de las principales abolladuras detectadas, para su evaluación y reparación, siendo muy difícil de realizarlas por el alto costo que representaba eliminar todas ellas para lograr el paso del Raspatubo Inspector.

Ante la imposibilidad de inspeccionar con raspatubo electrónico el Ramal Principal de 36", se hace imperativo el estudio de Ramal de 24", del cual se disponen pocos datos, pero se estima que puede haber sufrido corrosión interna.

De la experiencia obtenida de las dos corridas anteriores en las que se observa que las abolladuras detectadas tienden a incrementarse con el tiempo y que aparecen otras en lugares en los cuales no existían y por que han transcurrido 7 años desde la última evaluación, se decide hacer una corrida de calibración general de los tramos de 24" y 36" y evaluar su estado actual para determinar la factibilidad de pasar por el Tramo I de 24", el Raspatubo Inspector Electromagnético.

Entre 1991 y 1992 se realizaron las siguientes calibraciones:

FECHA	TRAMO		KMS
11.11.91	Est.1	Est.5	306
09.02.92	Est.5	Est.7	212
02.12.91	Est.7	- Est.9	130
22.02.92	Est.9	Bayovar	206

6.2.3.1 Resultados Obtenidos

El Raspatubo Calibrador utilizado en esta corrida, tiene los últimos adelantos de la tecnología aplicada a estos equipos.

Los resultados no se obtienen de una carta o papel directamente extraída del raspatubo, sino que la información se almacena en unos circuitos electrónicos, que luego son traducidos en un computador, el cual gráfica en diferentes escalas las anormalidades de la tubería, además se han utilizado unos sensores externos (Bench Mark), que permiten tener una mayor aproximación para la ubicación de los defectos.

En el Anexo III, se muestran los reportes oficiales de la Cia. T.D. Williamson y un resumen de las principales abolladuras detectadas, asimismo algunas gráficas con sus respectivas ampliaciones de algunos defectos.

- Est.1 Est.5 : Se observa una sola gran abolladura de 6.35 cms. ubicada en la unión soldada de tuberías de diferente espesor, en el cruce del Rio Charupa, en la Progresiva 114+069.
- Est.5 Est.7 Se determina un incremento en la cantidad y magnitud de las abolladuras, que definitivamente hacen imposible el paso del raspatubo inspector.
- Est.7 Est.9 En este tramo se aprecia que se han estabilizado los defectos detectados anteriormente y que se produjeron por los efectos de los deslizamientos de tierra por las fuertes lluvias de 1983 y por la construcción de la carretera Olmos Corral Quemado.
- Est.9 Bayovar Se obtienen similares resultados que en el Tramo anterior.

6.2.3.2 Conclusiones y Recomendaciones

Por su ubicación y magnitud, se recomienda eliminar inmediatamente el defecto detectado en la Progresiva

114 + 069, por representar un serio peligro para la continuidad de la operación.

Se debe continuar con los trámites de contratación, para lograr el paso del raspatubo inspector electro-magnético, luego de efectuada la reparación de la única restricción que esta excede la tolerancia exigida por el instrumento.

Se recomienda iniciar un programa para eliminar la acumulación de tierra sobre el Derecho de Vía, producto de la construcción Olmos-Corral Quemado, para aliviar la presión que las posibles rocas estén ejerciendo sobre la pared de la tubería.

6.3 PROYECTO DE INSPECCION DEL TRAMO I

El tramo I del Oleoducto Nor Peruano (O.N.P), está definido por 306.15 km. de tubería de 24 pulgadas de diámetro, que se extienden desde la Estación de Bombeo N° 1 en San José de Saramuro, hasta la Estación de Bombeo N° 5 en las inmediaciones de la ciudad de Borja, cruzando el Dpto. de Loreto de Este a Oeste, en forma paralela a la margen izquierda del río Marañón.

El tramo I, así denominado desde la construcción del O.N.P., conduce el petróleo producido por PETROPERU S.A. en sus campos de la Selva Amazónica hasta la Estación N°5, donde es mezclado con la producción de la Occidental Petroleum Company, para su posterior bombeo a Bayovar.

El petróleo transportado en el tramo I, no es corrosivo por su naturaleza, sin embargo presenta minúsculas gotas de agua en emulsión que contiene bacterias sulfato-reductoras.

Al separarse el agua, ésta fluye por los fondos de la tubería a manera de canal de lento fluir, propiciando la adhesión de las bacterias a la superficie metálica, ocasionando corrosión microbiológica. Adicionalmente, entre los sedimentos presentes en el crudo, se encuentran partículas de sulfuro de fierro (SFe) que promueven la corrosión galvánica con respecto al metal base.

Externamente, el Oleoducto en el Tramo I se encuentra expuesto a un terreno arcilloso y agua proveniente de aguajales de origen pluvial o fluvial.

La resistividad del terreno normalmente se encuentra por encima de 100,000 Ohm-cm, sin embargo existen zonas donde la resistividad decae hasta 600 Ohm-cm., volviéndose potencialmente agresivo.

6.3.1. METODOS DE CONTROL DE CORROSION

La corrosión interior del tramo I del O.N.P., es combatida mediante la limpieza mecánica periódica (paso de raspatubos) y la aplicación de un tratamiento químico en base a la dosificación de biocidas e inhibidores de la corrosión. La eficacia de los métodos de control de la corrosión interior, se verifica mediante los análisis del agua y los sedimentos arrastrados por los raspatubos, así como por cupones de pérdida de peso y probetas instaladas en la zona inferior de la tubería. Se ha establecido que la velocidad de corrosión actual, en los puntos donde se encuentran los cupones y probetas, es inferior a 0.5 milésimas de pulgada por año (MPY).

La corrosión más severa detectada en algunos puntos de la tubería de 36", corresponde a una velocidad de penetración de picadura de 11 MPY en el interior del Oleoducto.

La corrosión exterior del tramo I, es prevenida mediante el uso de un revestimiento de naturaleza epóxica aplicado por fusión en taller.

El espesor de diseño de este revestimiento es de 11 milésima de pulgada. Adicionalmente, existe desde su construcción un sistema de protección catódica por ánodos de sacrificio consumibles de magnesio tipo

cinta, que permite establecer un potencial entre tubería y suelo inferior a -850 mv. con respecto al electrodo de Cu/SO₄Cu. Hasta la fecha no se cuenta con evidencia de corrosión exterior en el tramo I; sin embargo, en la tubería de 36" se ha encontrado picaduras muy localizadas cuya velocidad de penetración equivale a 80 MPY.

La existencia de evidencias concretas de corrosión interior y exterior en el Oleoducto de 36", nos conduce a pensar que existe una alta probabilidad de que el tramo I haya sufrido de una corrosión, agravada por los siguientes factores:

- 1.- Régimen de bombeo discontinuo, que propicia la separación y acumulación de agua y sedimentos.
- 2.- Falta de tratamiento químico y de limpieza mecánica desde el inicio de la operación. En el período de 1976 y 1982 se implementaron estos controles.
- 3.- Dificultades de acceso para una oportuna sustitución de los ánodos de sacrificio, debido a la naturaleza pantanosa (aguajal) del terreno.

Lo expuesto justifica la necesidad de la inspección total del tramo I, para definir las zonas afectadas por el ataque corrosivo y tomar las medidas necesarias para asegurar la integridad del Oleoducto.

6.3.2 PROGRAMA

La inspección con raspatubos instrumentados, requiere una serie de acciones previas, de modo que el Oleoducto esté apto para el paso de este tipo de herramienta.

Los principales requerimientos nacen de las dimensiones de los raspatubos inspectores, los que suelen tener alrededor de 3.50 mts. de longitud y una tolerancia de reducción del diámetro de la tubería, que oscila entre 5% y 10% del diámetro nominal.

Los pasos a seguir para realizar la inspección con estos raspatubos son los siguientes:

A.- Recopilación de los datos de diseño del Oleoducto y las modificaciones introducidas durante su operación hasta el momento actual.

Recopilación de las condiciones actuales de operación.

B.- Modificación del Oleoducto de manera de hacerlo compatible con los requerimientos de la inspección (por ejemplo modificación o instalación de trampas de lanzamiento o recepción, necesidades de barras directrices en conexiones laterales, etc.). Esto se establece, llenando los cuestionarios típicos

proporcionados por las compañías que brinda el servicio de inspección.

C.- Inspección del tramo I con bridas calibradoras de 18", 20" y 22" de diámetro. Estas bridas metálicas se montan sobre raspatubos convencionales en lanzamientos sucesivos y permiten definir si existe alguna obstrucción al libre paso por la tubería, pudiendo además estimarse la magnitud de la reducción del diámetro sin definir su ubicación.

D.- Inspección con raspatubo calibrador geométrico, para ubicar y definir con exactitud el problema de las deformaciones geométricas de la tubería.

El raspatubo calibrador geométrico, consta de patas sensoras montadas dentro de la copa posterior, de manera que toda deformación es registrada en un papel gráfico o en cintas magnéticas.

Algunas veces se hace una inspección con raspatubos de calibración de curvaturas de la tubería.

E.- Reparación de las deformaciones indicadas en el registro de raspatubo calibrador, que por su magnitud puede impedir el paso del raspatubo inspector de corrosión.

- F.- Lanzamiento de raspatubo simulador, cuya función principal es la de verificar que no existe ninguna anomalía en la tubería que pueda dañar el raspatubo instrumentado. Por otro lado, el raspatubo simulador realiza una limpieza preliminar con escobilla de acero con el fin de dejar al Oleoducto listo para inspección.
- G.- Inspección con raspatubo instrumentado para definir las áreas afectadas de corrosión.
- H.- Ubicación y medición de algunos de los defectos registrados, para correlacionarlos con las localizaciones y magnitudes señaladas en los registros.

Actualmente el programa de inspección ha pasado la fase de inspección con bridas calibradoras, habiéndose observado la existencia de una restricción que compromete aproximadamente el 10% del diámetro interior de la tubería en un arco de 45 grados.

Este resultado justifica la necesidad de realizar una inspección con raspatubo calibrador geométrico, para lo cual, se licitará el servicio a nivel internacional.

El tramo I del O.N.P. posee limitaciones operacionales y de disponibilidad de crudo que establecen un desafío para su inspección con raspatubo instrumentado. La

capacidad total de almacenamiento es de 300,000 barriles de petróleo, los cuales permiten recorrer 2/3 de la tubería con un bombeo continuo al caudal máximo de 75,000 barriles por día (1.8 km/hora).

Esto implica que la inspección se realice con un mínimo de dos corridas de un raspatabo inspector, debiendo cubrirse la extensión total de la tubería con las dos corridas. Durante la segunda corrida, el raspatabo inspector tendrá instalado un dispositivo, que permite un accionamiento automático de los sistemas de registros desde el punto donde se culmine la primera corrida de inspección.

CONCLUSIONES

- 1.0 La inspección de Oleoductos en servicio mediante el paso de raspatubos instrumentados, es práctica reconocida para la detección, ubicación, caracterización y clasificación de los defectos existentes en las tuberías, la mayoría de los cuales tiene su origen en procesos corrosivos.
- 2.0 Los resultados de la inspección con raspatubos instrumentados, permiten tomar acción oportuna para realizar las reparaciones necesarias de acuerdo a un programa, cuyo cronograma se establece de acuerdo a las prioridades referidas a la severidad del ataque corrosivo reportado.
- 3.0 La inspección con raspatubos instrumentados permite optimizar las medidas de control de la corrosión tanto interior como exterior, permitiendo mejorar los tratamientos químicos, la protección catódica, los revestimientos externos, etc.
- 4.0 El tramo I del O.N.P. ha estado expuesto a condiciones agresivas que pueden haber causado corrosión severa en algunos puntos del Oleoducto.

- 5.0 La inspección con raspatubos instrumentados programada para este tramo, reviste gran importancia ya que permitirá establecer el grado de corrosión sufrido por el oleoducto, desde su puesta en operación hasta nuestros días, lo que servirá de base para delinear las acciones futuras que aseguren su integridad.
- 6.0 En adelante, se pretende realizar inspecciones periódicas al O.N.P., con raspatubos instrumentados, para definir la velocidad de corrosión real del oleoducto, en función de la evaluación comparativa de los registros producidos.
- 7.0 Los raspatubos instrumentados de la generación actual permiten gozar de los siguientes beneficios:
- A.- Detección, ubicación, características y clasificación de los defectos en la totalidad del tramo de tubería inspeccionado; sin interrumpir la operación normal del Oleoducto.
 - B.- Planeamiento realista y oportuno de un programa de reparación o sustitución de las secciones del Oleoducto que presenta la mayor incidencia de corrosión, según los resultados de la inspección.
 - C.- Optimización de tratamientos químicos para el control de la corrosión interna del Oleoducto. La inspección definirá las verdaderas necesidades

de tratamiento, ubicando las secciones que requieren refuerzo en su tratamiento, e indicando las bondades y limitaciones del tratamiento actual de forma de introducir las modificaciones que se requieran para que sea mas efectivo.

- D.- Evaluación y optimización de los sistemas de protección catódica. Definiéndose las áreas que sufren de una corrosión activa por deficiencias en la cobertura de la protección catódica, o por acción de corrientes erráticas, efectos telúricos, aislamientos deficientes, etc. Los datos obtenidos con la inspección permitirán rediseñar la protección catódica de la tubería.
- E.- Evaluación de la performance y el estado de los recubrimientos. La inspección permitirá establecer los puntos donde la falla del revestimiento se ha traducido en corrosión exterior de la tubería, pudiendo tomarse las acciones necesarias para reacondicionar dicho revestimiento.
- F.- Monitoreo de los resultados de los programas de control de corrosión, lo cual se establece comparando los registros obtenidos para un mismo tramo en dos o más inspecciones realizadas con intervalos de algunos años. Esto es práctica común en otros sistemas de oleoductos o gaseoductos,

como es el caso del oleoducto que atravieza el estado de Alaska de Norte a Sur, en el cual la frecuencia de inspección de corrosión con raspatubo instrumentado es anual.

★ ★ ★ ★ ★

BIBLIOGRAFIA

- 1- Márquez, M.- La Corrosión y su Incidencia en el Oleoducto Nor-Peruano, PETROPERU - OLEODUCTO, PIURA, 1986.
- 2- Postgate, J.R. - The Sulphate Reducing Bacteria. Cambridge University Press, Cambridge, 1979.
- 3- Cragolino, G. Tuovinen, O. - The Role of Sulfate - Reducing and Sulfur-Oxidizing Bacteria on Localized Corrosion, CORROSION 83, NACE, Houston, Texas Paper # 244, 1983.
- 4- Pope, D.H., Duquette, D., Wayner, P.C., Johannes, A.H. Microbiologically Influenced Corrosión: A State-of-the Art Review, MTI Publication Nº 13, Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, New York, 1984.
- 5- Dexter S.C., Editor-Biological Induced Corrosion NACE # 8, Houston, Texas, 1986.
- 6- Diseño del Sistema Protección Catódica de O.N.P. por Corriente Impresa HARCO, Volumen 1, 1981.
- 7- Braga, T.G., Asperger, R.G., - Engineering Considerations for Corrosion Monitoring of Gas Gathering Pipeline Systems, Corrosion 87, NACE, San Francisco, California, Paper # 8, 1987.
- 8- OLIC, British Gas Corp. How British Gas conducts on - line Pipe Inspection, Pipeline Industry, March 1984.
- 9- OLIC, British Gas Copr. - Manuales Técnicos y Reportes Típicos 1985 - Información proporcionada a PETROPERU - OLEODUCTO.
- 10- Jamieson, R.M. - In-Line Inspection of Pipelines, IPEL - Transcanada Pipelines Ltd., Paper presented at Maintenance NDT Conference, Vancouver, Canada, 1984.

- 11- IPEL - Technical Description of Inspection Tools and Data Interpretation, Toronto, Canada 1986, - Información proporcionada a PETROPERU - OLEODUCTO.
- 12- Holm, W. K. - Use of Magnetic Inspection Piggins Provides Valuable Tool in Pipeline Maintenance, Oil and Gas Journal, August 1984.
- 13- PESKA, B.W. - Non - destructive In-Service Inspection: The Linalog Tool, AMF: Tuboscope Inc, 1984.
- 14- AMF-Tuboscope-Manuales Técnicos y Reportes Típicos - 1987 Información proporcionada a PETROPERU - OLEODUCTO.
- 15- Holm, W.K. - Magnetic Instrumentation Pig Helps NGPL Inspect Pipelines for Potential Leaks-Oiland Gas Journal, June, 1981.
- 16- Al-Saffar, A.H. - Monitoring of External and Internal Corrosion of Low Velocity Crude Lines Using an Instrumented Tool - CORROSION 87, NACE, San Francisco, California, 1987.
- 17- Yamada, Y., Sugaya, N. - Inspection Pig Systems for Offshore Pipeline - Nippon Kokan Technical Report Overseas Nº 39, Tokio, Japón, 1983.
- 18- KOOP - The PipeTronix Ultrasonic Corrosion Pig - Información suministrada por Sr. Dale Well a PETROPERU - OLEODUCTO, 1986.
- 19- Raad J. A. de - Comparison Between Ultrasonic and Magnetic Flux Pigs for Pipeline Inspection - RTD, Paper presented at The First International Subsea Piggings Conference, Haugesund, Norway, 1986.