

TRANSPORTE DE PETRÓLEO

TEMARIO

Contenidos: Transporte de fluidos. Tipos de ductos. Líneas de conducción y colectores. Manifold. Diseño y cálculo. Pérdidas de carga. Análisis del diámetro más económico. Instalaciones en campo. Problemas en el transporte de petróleo por cañerías. Tipos de Amenazas. Mantenimiento Preventivo y Predictivo.

INTRODUCCIÓN

Los fluidos que salen de la boca de pozos petrolíferos deben tener un destino final que será tratado en el desarrollo de la unidad. Se pondrá atención en la fase líquida cuya producción es deseable que sea en forma continua.

La industria petrolera tiene que darle destino final a distintas sustancias como es el petróleo, el agua y los barros, pues, el primero de ellos tiene como destino final principalmente la venta y el segundo y el tercero, en esencia, por razones ambientales. El petróleo solo se puede vender si ha recibido el tratamiento adecuado por el cual adquiere valor comercial. La empresa que tiene en sus manos el tratamiento busca tener el petróleo con el mejor valor comercial en el punto de entrega.



En yacimiento, el tratamiento del petróleo crudo se efectúa en dos instalaciones que llamaremos batería y planta de tratamiento para finalmente ser entregado en el punto final. Este puede ser refinería o un punto de embarque.

Para que el petróleo pase desde boca de pozo hasta el punto final debe intervenir lo que llamamos **transporte del petróleo**, el cual puede realizarse por cañerías, trenes, camiones o buques. De todos ellos, la cañería es el más utilizado por su regularidad, simplicidad y seguridad. De ahora en más consideraremos el transporte de petróleo por medio de cañerías.

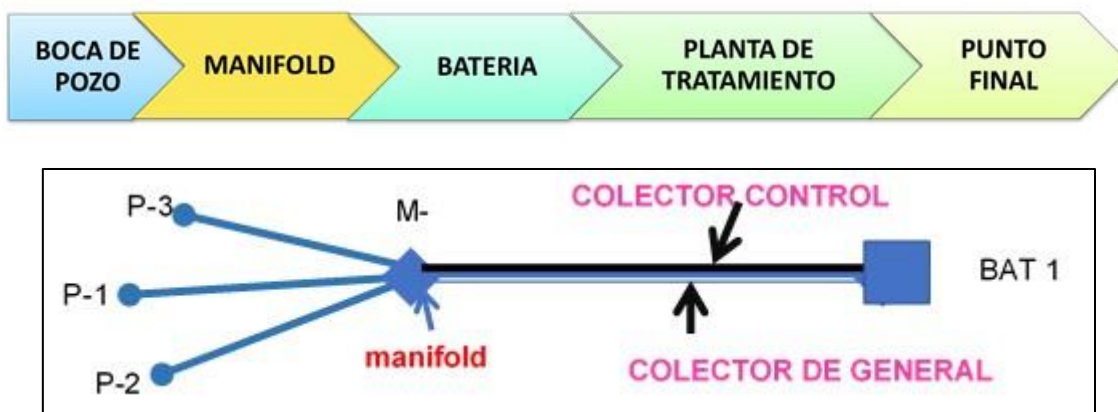
TIPOS DE DUCTOS: Líneas de pozo, Colectores, Oleoductos. Manifold

Se explicará la disposición más sencilla de los ductos en campo.

De cada pozo sale un ducto con fluidos, que llamaremos línea de pozo. Este ducto finaliza en un conjunto de cañerías y válvulas llamado manifold, donde convergen los ductos de varios pozos. De cada manifold salen dos cañerías una llamada colector general que lleva la producción de todos los pozos y la otra, colector de control que lleva la producción del o de los pozos cuyas producciones se desee controlar.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

En el esquema siguiente, tanto las líneas de control como de general llegan primero a un conjunto de instalaciones de superficie que llamaremos Batería, y luego al conjunto de instalaciones llamado Playa de tanques o Planta de tratamiento.



Las características de los ductos, líneas de pozos y líneas colectoras son:

- **LÍNEAS DE POZOS**
 - Desde boca de pozo hasta manifold.
 - Cañería de 2" a 4" de diámetro, aproximadamente.
- **LÍNEAS COLECTORAS:**
 - Desde un manifold hasta batería.
 - Líneas generales y de control.
 - Cañería de diámetro 3 ½" hasta 10" de diámetro, aproximadamente.

La existencia del manifold posibilita que la manipulación de cada una de las válvulas instaladas en él se realice de forma eficiente y segura. El operario tiene en el manifold el acceso a varias válvulas que corresponden a distintos pozos distribuidos en el yacimiento, además, en caso de alguna actividad nocturna, dicha zona puede ser iluminado.

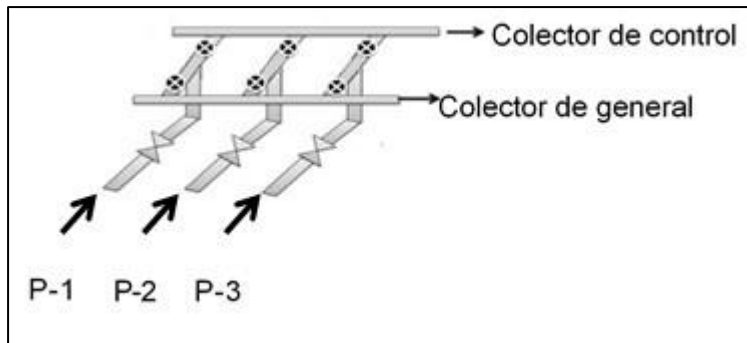
La producción de fluidos de cada pozo tiene la posibilidad de entrar en cualquiera de los dos colectores. Hay una válvula en cada una de las entradas a los colectores, normalmente la válvula que siempre está abierta es la que va al colector general y la válvula de entrada al colector de control estará cerrada.

La línea de general tiene un diámetro suficiente para poder admitir la producción de la totalidad de la producción de los pozos que llegan a cada manifold. Mientras que la línea de control por donde circula la producción de uno o más pozos que en un determinado momento se quiera controlar, su diámetro se calcula para el pozo de mayor producción, pero es conveniente calcular su diámetro igual al del colector de general, para que el colector de control sea utilizado para transportar toda la producción que llega al manifold en el caso que el colector general salga de servicio.

La maniobra segura para hacer pasar la producción de un pozo del colector de general a la de control es abrir la válvula de control y luego cerrar la de general.

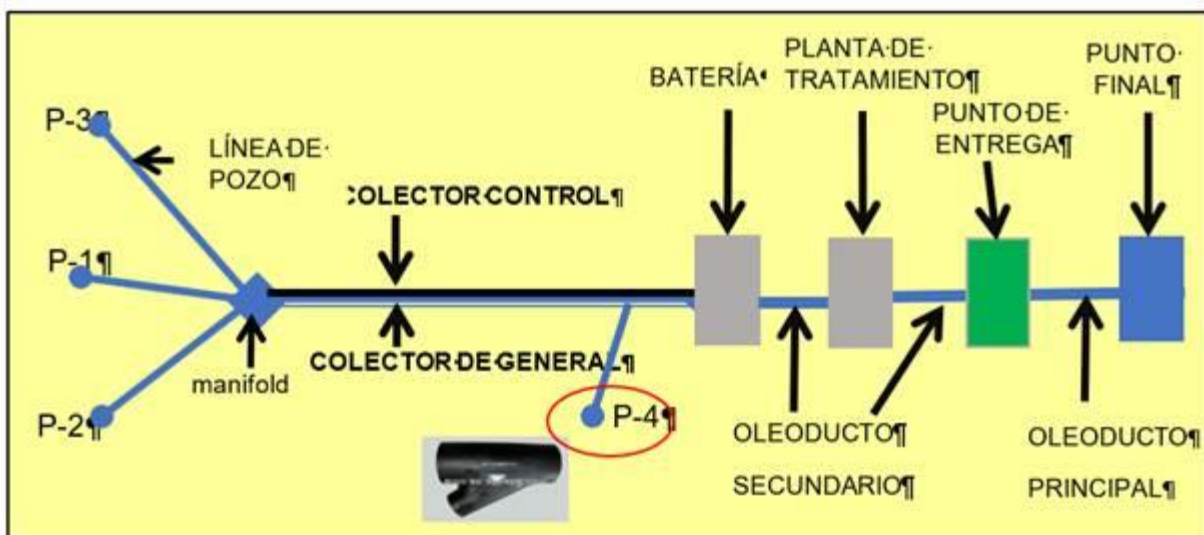
En la siguiente figura se observa el esquema de un manifold.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS



¿Qué ocurre si se rompe el colector general? La producción de petróleo no puede ser interrumpida, por lo tanto, se debería hacer pasar la totalidad de la producción que llega a ese manifold por el colector de control. Si se diseña el colector de control con un diámetro menor que el del colector general tendremos un aumento de presión de la línea. Este aumento podría generar turbulencia en el flujo de fluidos en el colector que, como se entenderá en temas siguientes provocará inconvenientes en el tratamiento del crudo. Una manera de solucionar este problema es construir ambas líneas de control de igual diámetro. De todas maneras, la turbulencia podría admitirse si persistiera por poco tiempo.

Cuando la boca de pozo se encuentra más cerca del colector que del manifold, la producción de petróleo se hace ingresar a los colectores directamente. La cañería se conecta a cada uno de los dos colectores de forma oblicua para no perturbar el flujo dentro de la cañería. A este tipo de conexión se llama boca de pescado.



PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

• OLEODUCTO SECUNDARIO

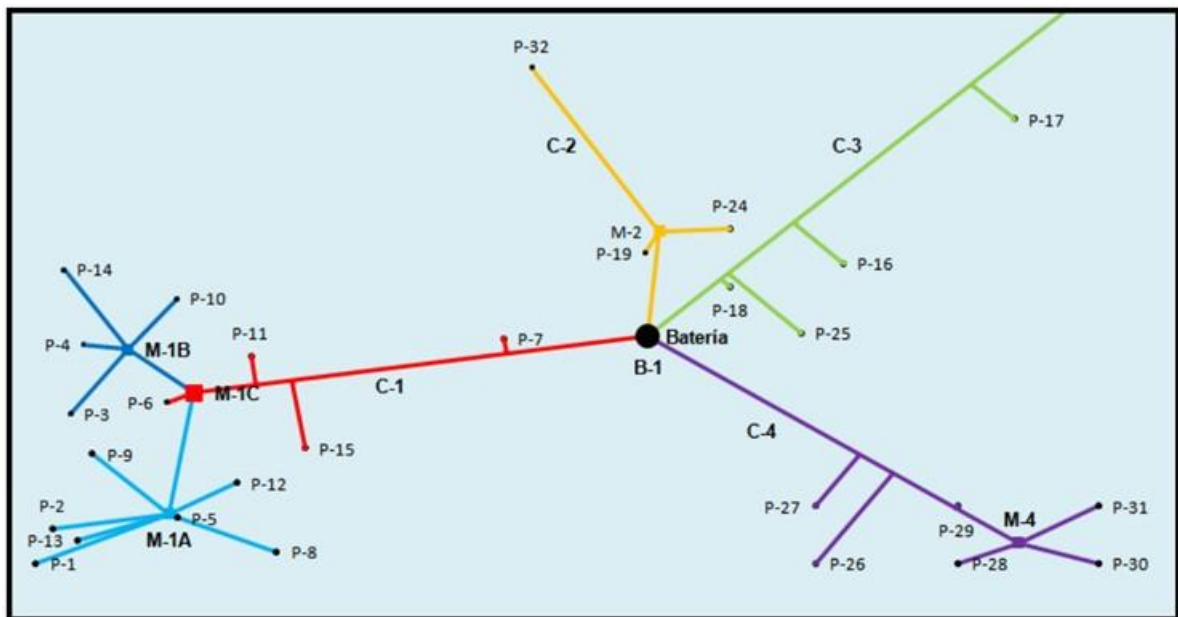
- Se llamará Oleoducto Secundario al ducto entre Bateria y Planta de Tratamiento y entre Planta de Tratamiento y Punto entrega.
- Fluido semideshidratado
- Cañería de 4" a 12" de diámetro, aproximadamente.

• OLEODUCTO PRINCIPAL

- Desde punto de entrega hasta punto final (destilería o punto de embarque).
- Fluidos en especificación
- Cañería de 30" o más de diámetro, aproximadamente.

MANIFOLD: Criterio de agrupación de la producción de los pozos

En yacimiento tenemos varios manifold que agrupan la producción de varios pozos. El criterio para agruparlos es según la presión en boca de pozo.



Los colores corresponden a los distintos sistemas extractivos.

DISEÑO DE DUCTOS

El diseño de tuberías consiste en la selección de diámetro, espesor y tipo de material de las mismas.

- 1- TIPO DE MATERIAL
- 2- DIÁMETRO
- 3- ESPESOR DE PARED

1. SELECCIÓN DEL TIPO DE MATERIAL

Hasta el momento los materiales que se utilizan pueden ser poliéster reforzado con fibra de vidrio (P.R.F.V.) y acero.

CAÑERÍAS DE POLIESTER REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO (P.R.F.V.)

El Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio (P.R.F.V.) es un material compuesto por una estructura resistente de fibra de vidrio y un material plástico que actúa como aglomerante de esta. El refuerzo de fibra de vidrio provee al compuesto resistencia mecánica, estabilidad dimensional y resistencia al calor. La resina plástica aporta resistencia química dieléctrica y comportamiento a la intemperie.

CARACTERÍSTICAS

Físicas. Los plásticos reforzados son un material flexible, pero a su vez, muy resistente mecánicamente. Sometido a un esfuerzo de tracción, se deforma proporcionalmente, o sea, que cumple con la Ley de Hooke, con la particularidad de que la rotura se produce sin presentar fluencia previa. Su peso específico (1.8 kg/dm³) es mucho menor que el de los materiales tradicionales, lo que hace que el PRFV posea una alta resistencia específica.

Hidráulicas. Los caños en PRFV llevan un acabado superficial interno con terminación espejo y sección perfectamente circular, debido a que éstos se moldean sobre matrices de una sola pieza. Es difícil la adhesión de incrustaciones en su superficie, por lo que los caños no aumentan su rugosidad y la sección interna no disminuye, aún en largos períodos de tiempo. Con lo antedicho se logra una gran economía en la elección del área de flujo, con respecto a los materiales tradicionales, lo que adquiere gran importancia en caños de grandes diámetros.

La rugosidad absoluta, se puede estimar en 30 µm.

Químicas. El PRFV es inerte a una gran cantidad de compuestos. La inercia química, está influenciada por la temperatura, el tipo de resina usada y la concentración del producto agresivo.

El PRFV resiste perfectamente la corrosión de los suelos más agresivos y al ser un material dieléctrico está excluido de los casos de corrosión electroquímica. No son atacados por ningún microorganismo.

La elección de la resina correcta surgirá de un estudio de las condiciones de trabajo, del tipo de fluido y de las tablas de resistencia química que proveen los fabricantes.

CAÑERÍAS DE ACERO

La normativa usada para la selección del acero es la API 5L

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

Table 3A—Tensile Requirements for PSL 1

(1) Grade	(2) Yield Strength, Minimum		(3) Ultimate Tensile Strength, Minimum		(4) Elongation in 2 in. (50.8 mm), Minimum, Percent
	psi	MPa	psi	MPa	
A	30,000	(207)	48,000	(331)	a
B	35,000	(241)	60,000	(414)	a
X42	42,000	(290)	60,000	(414)	a
X46	46,000	(317)	63,000	(434)	a
X52	52,000	(359)	66,000	(455)	a
X56	56,000	(386)	71,000	(490)	a
X60	60,000	(414)	75,000	(517)	a
X65	65,000	(448)	77,000	(531)	a
X70	70,000	(483)	82,000	(565)	a

Table 3B—Tensile Requirements for PSL 2

(1) Grade	(2) Yield Strength, Minimum		(3) Yield Strength, Maximum ^b		(4) Ultimate Tensile Strength, Minimum		(5) Ultimate Tensile Strength, Maximum ^c		(6) Elongation in 2 in. (50.8 mm), Minimum, Percent
	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa	
X42	42,000	(290)	72,000	(496)	60,000	(414)	110,000	(758)	a
X46	46,000	(317)	76,000	(524)	63,000	(434)	110,000	(758)	a
X52	52,000	(359)	77,000	(531)	66,000	(455)	110,000	(758)	a
X56	56,000	(386)	79,000	(544)	71,000	(490)	110,000	(758)	a
X60	60,000	(414)	82,000	(565)	75,000	(517)	110,000	(758)	a
X65	65,000	(448)	87,000	(600)	77,000	(531)	110,000	(758)	a
X70	70,000	(483)	90,000	(621)	82,000	(565)	110,000	(758)	a
X80	80,000	(552)	100,000 ^e	(690)	90,000	(621)	120,000	(827)	a

Footnotes to Tables 3A and 3B:

^aThe minimum elongation in 2 in. (50.8 mm) shall be that determined by the following equation:

MÉTODO DE FABRICACIÓN DE CAÑERÍAS DE ACERO

Los métodos de construcción de las cañerías de acero en fábrica son:

- CAÑERÍA SIN SOLDADURA (SIN COSTURA)
- CAÑERÍA CON SOLDADURA LONGITUDINAL
- CAÑERÍA CON SOLDADURA HELICOIDAL
- Sin costura: la tubería en un principio es un cilindro macizo que se calienta en un horno antes del proceso de extrusión. En la extrusión se hace pasar por un agujero según el diámetro externo y luego se le hace pasar un penetrador para definir el diámetro interior.

La tubería sin costura es la mejor para la contención de la presión gracias a su homogeneidad en todas sus direcciones. Además, es la forma más común de fabricación.

- Con costura longitudinal. Se parte de una lámina de chapa, la cual se dobla para darle la forma circular. La soldadura que une los extremos de la chapa doblada cierra el cilindro por lo tanto es una soldadura recta que sigue una generatriz. Esta soldadura será la zona más débil de la tubería y marcará la tensión máxima admisible.
- Con costura helicoidal. La metodología es la misma, pero con la salvedad de que la soldadura no es recta, sino que recorra la tubería siguiendo una hélice.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

La tubería sin costura es la más recomendable porque la soldadura con material de aporte es un punto de inicio de corrosión porque aportamos un material nuevo sobre un material viejo. El material nuevo es más electropositivo y por lo tanto hay una diferencia de potencial que favorece la corrosión. Por lo tanto, las cañerías sin costura son las más recomendadas para aquellos ductos más importantes como los oleoductos principales que probablemente vayan enterrados y recorran muchos kilómetros y la idea cuando se diseñan es que no se toquen por varias décadas. En la actualidad, los proveedores de las cañerías sin costura es Siderca.

El método de construcción de las cañerías de acero en campo es:

- CAÑERÍA CON SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL

TIPOS SOLDADURAS EN CAÑERÍA DE ACERO

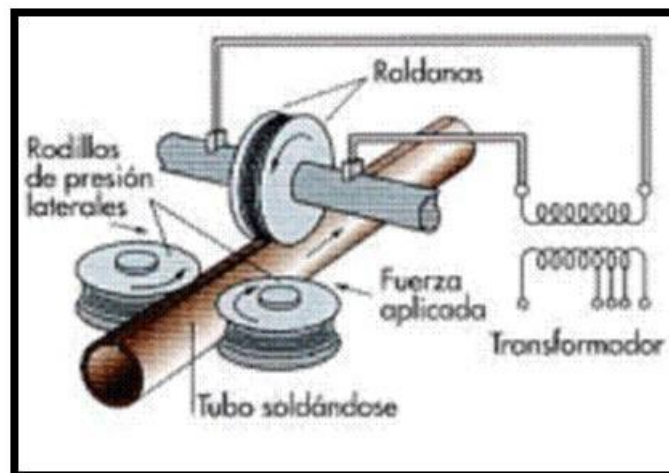
En fábrica se realizan dos tipos de soldaduras la EWR (soldadura con resistencia eléctrica) y la SAW (soldadura con arco sumergida).

En campo es fácil identificar el caño con soldadura SAW porque tiene un sobre lomo.

- **Soldadura sin aporte de material**

- Soldadura de resistencia eléctrica ERW (electric resistance welding)
 - **ERW de baja frecuencia**
 - **ERW de alta frecuencia**

La soldadura por resistencia eléctrica es considerada un proceso de fabricación termoeléctrico, se realiza por el calentamiento que experimentan los extremos del metal a soldar. Se utilizan electrodos que se aplican a los extremos de las piezas a soldar, se colocan juntas a presión y se hace pasar por ellas una corriente eléctrica intensa durante un instante. La zona de unión de las dos piezas se calienta y funde los metales, realizándose la soldadura. La cantidad de calor necesaria, por tanto, la intensidad aplicada y tiempo de presión ejercida dependerá del tipo de metal a soldar.



Hasta los años `70 la soldadura ERW de baja frecuencia trajo muchos problemas porque era débil. Posteriormente, con la ERW de alta frecuencia mejoró la soldadura hasta que en los años `90 supero a la de arco sumergido.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

Por lo tanto, todos los ductos fabricados hasta los años `70 a los que se les hace mantenimiento, es conveniente no ponerlos en funcionamiento si previamente no se les hace pruebas exhaustivas hidrostáticas. Si no se conoce el año de fabricación se consideran que la soldadura utilizada es de baja frecuencia y no se los pone en funcionamiento si no pasan las pruebas hidrostáticas.

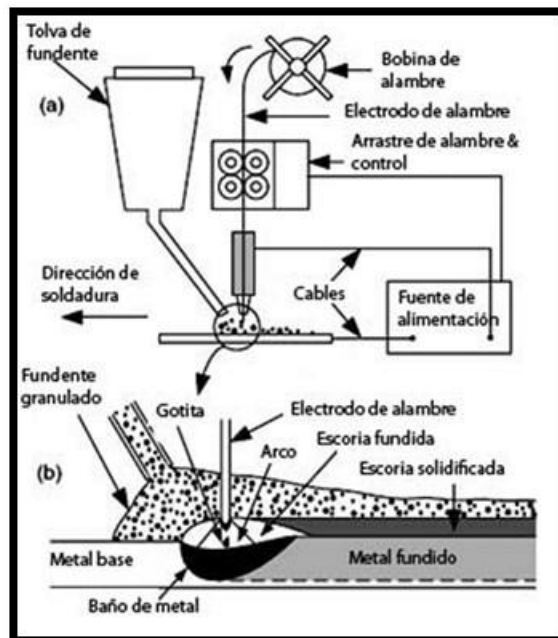
- **Soldadura con aporte de material**

- Soldadura de arco sumergido (SAW)

- **LSAW Soldadura con aporte de material longitudinal**
- **DSAW Soldadura con aporte de material doble**
- **HSAW Soldadura con aporte de material helicoidal**

Es un proceso automático, en el cual un alambre desnudo (electrodo) se acerca a la zona donde se formará el cordón de soldadura.

Este proceso se caracteriza porque el arco que se forma entre el electrodo y la pieza se mantiene sumergido en una masa de material fundente, provisto desde una tolva, que se desplaza delante del electrodo.



Las corrientes utilizadas en este proceso varían en un rango que van desde los 200 A a 2.000 A y los espesores que es posible soldar varían entre 5 mm y hasta más de 40 mm.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

Usualmente se utiliza una corriente continua con electrodo positivo, cuando se trata de intensidades inferiores a los 1000 A, reservándose el uso de corriente alterna para intensidades mayores.

El proceso de arco sumergido es utilizado en cañerías para uso crítico con altas temperaturas y presiones, es decir, en la industria del petróleo tanto en la generación, como en el transporte y en cañerías usadas en petroquímicas.

Las soldaduras con aporte de material helicoidal HSAW ofrece algunas ventajas, por ejemplo, son más flexibles, puede ser económicamente posible la fabricación de caños de diámetro y schedules no estandarizados. Otra virtud del método es que se obtiene una muy buena redondez y rectitud de los caños. Esto trae aparejado una más alta resistencia sobre las soldaduras, esto resulta del hecho de que las tensiones perpendiculares sobre las soldaduras de un caño en espiral son menores que en un caño con soldadura rectilínea.

2. SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE TUBERÍAS

Se considera dos criterios:

- ✓ **Fórmula de flujo volumétrico**
- ✓ **Diámetro más económico**

CRITERIO DE LA FÓRMULA DE FLUJO VOLUMÉTRICO

Para la determinación del diámetro de la tubería, una forma es utilizar la fórmula de flujo volumétrico; es conocido el caudal, y la velocidad deberíamos adoptar una que defina un régimen laminar.

$$Q = v \cdot \frac{\pi d^2}{4}$$

El diagrama muestra la fórmula de flujo volumétrico $Q = v \cdot \frac{\pi d^2}{4}$. El símbolo Q está circulado en negro y tiene una flecha que apunta a la palabra "DATO". El símbolo v está circulado en magenta y tiene una flecha que apunta a la frase "RÉGIMEN LAMINAR". El término πd^2 está circulado en rojo y tiene una flecha que apunta a la palabra "INCÓGNITA".

Conviene que se establezca en el flujo un régimen laminar para evitar aumentar el volumen de emulsión que siempre existe.

En el caso de agregar un producto químico en algún punto de nuestro sistema de conducción de petróleo y agua, es conveniente que la velocidad sea suficientemente alta para que la mezcla entre agua, petróleo y el químico sea íntima, en consecuencia, se acepta tener flujo turbulento en un pequeño volumen.

En el caso en que se tenga apuro en hacer producir un pozo, la práctica indica que se puede usar cañerías tubing que han fallado en las roscas es decir en los valles de los filetes. Estos pueden ser utilizados volviendo a hacer las roscas si hay suficiente recalque, o soldándolos entre sí. En este caso tenemos el caudal y también el área como dato, debemos averiguar si el régimen es turbulento o laminar.

Generalmente para caudales en boca de pozo de hasta 80 m³/día o 100 m³/día el diámetro será de 2" a 2 1/2" y Schedule de 40.

CRITERIO DEL DIÁMETRO MÁS ECONÓMICO

Se determina el diámetro más económico, sacando el costo anual como la suma del costo anual de inversión más el costo anual de mantenimiento.

COSTO ANUAL = COSTO ANUAL DE INSTALACIÓN + COSTO ANUAL DE OPERACIÓN

Costo anual de instalación

El costo anual de instalación es la suma de los costos por compra de cañerías, caballetes, aislaciones usadas, calefacción necesaria, etc. El costo de cada uno de estos ítems se expresa en función de distintos parámetros.

Ejemplo:

- CAÑERÍA-----\$/kg
- CABALLETES-----\$/m
- AISLACIÓN-----\$/m.cm
- CALEFACCIÓN-----\$/m

En definitiva, el costo de instalación se puede expresar en función del diámetro comercial de la cañería elevado a una potencia n.

$$\text{Costo de instalación} = \alpha \cdot D^n$$

El coeficiente n ha sido estudiando por diferentes autores. Normalmente se usa el coeficiente determinado por Melzer.

Coeficiente n

E. Mendiluce (1966)	1
A. Melzer (1964)	2
Vibert – Agüera Soriano (1987)	1,5
Prevedello (2000)	1,68
Allasia (2000)	1.2-2*

Costo anual de Operación

El costo anual de Operación es el costo por pérdida de energía.

- POTENCIA ----\$/HP

Este costo es inversamente proporcional a la quinta potencia del diámetro comercial de la cañería.

$$\text{Costo anual por pérdida de carga} = \beta / D^5$$

Dentro de este costo se consideran todos los costos que se realizan durante la operación, de esta manera el costo anual de mantenimiento debe ser considerado dentro de este ítem.

- MANTENIMIENTO ----\$/m

Costo anual Total

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

El costo anual total es la suma de los costos anteriores

$$\text{Costo anual total} = \alpha \cdot D^n + \beta / D^5$$

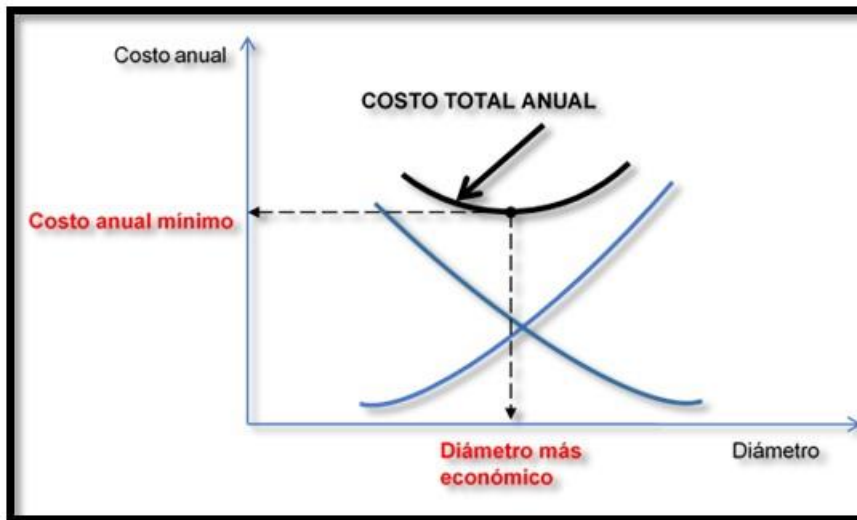
Una vez que se tiene el costo suma para distintos diámetros, se procede a determinar el mínimo de esta suma:

Se puede calcular en forma analítica de la siguiente manera,

1- $dC/dD = 0$

o, gráficamente de la siguiente manera,

2- Gráfico



3. SELECCIÓN DEL ESPESOR

En cuanto a la determinación del espesor de la cañería de acero, a medida que aumenta el espesor es mayor la presión que puede soportar. Esto se manifiesta en el número de Schedule, que no corresponde a ninguna medición física de la cañería, pero tiene relación con el espesor de esta. Es un número adimensional que aumenta de a 40 unidades.

Las cañerías se identifican con el número de Schedule y con el diámetro nominal.

En las tuberías de 1" hasta 12", el diámetro nominal no corresponde a ninguna dimensión física.

En las tuberías de 14" hasta 36", el diámetro nominal corresponde al diámetro externo.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

ANSI B 36- ASTM A-53

Diámetro Nominal NPS		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	(in.)	(mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pte	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
1/2	15	0.840	21.3	0.109	2.77	STD	40	0.85	1.27	700	49	700	49
				0.147	3.73	XS	80	1.09	1.62	850	60	850	60
3/4	20	1.050	26.7	0.113	2.87	STD	40	1.13	1.69	700	49	700	49
				0.154	3.91	XS	80	1.47	2.20	850	60	850	60
1	25	1.315	33.4	0.133	3.38	STD	40	1.68	2.50	700	49	700	49
				0.179	4.55	XS	80	2.17	3.24	850	60	850	60
1-1/4	32	1.660	42.2	0.140	3.56	STD	40	2.27	3.39	1200	84	1300	91
				0.191	4.85	XS	80	3.00	4.47	1800	127	1900	134
1-1/2	40	1.900	48.3	0.145	3.68	STD	40	2.72	4.05	1200	84	1300	91
				0.200	5.08	XS	80	3.63	5.41	1800	127	1900	134
2	50	2.375	60.3	0.154	3.91	STD	40	3.65	5.44	2300	162	2500	176
				0.218	5.54	XS	80	5.02	7.48	2500	176	2500	176
2-1/2	65	2.875	73	0.203	5.16	STD	40	5.79	8.63	2500	176	2500	176
				0.276	7.01	XS	80	7.66	11.41	2500	176	2500	176
				0.375	9.52	-	160	-	-	2500	176	2500	176
				0.552	14.02	XXS	-	-	-	2500	176	2500	176
3	80	3.500	88.9	0.125	3.18	-	-	4.51	6.72	1290	91	1500	105
				0.156	3.96	-	-	5.57	8.29	1600	112	1870	131
				0.188	4.78	-	-	6.65	9.92	1930	136	2260	159
				0.216	5.49	STD	40	7.58	11.29	2220	156	2500	176
				0.250	6.35	-	-	8.68	12.93	2500	176	2500	176
				0.281	7.14	-	-	9.66	14.40	2500	176	2500	176

Diámetro Nominal NPS		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	(in.)	(mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pte	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
14	350	14.000	355.6	0.250	6.35	-	10	36.71	54.69	640	45	750	53
				0.281	7.14	-	-	41.17	61.35	720	51	840	59
				0.312	7.92	-	20	45.61	67.90	800	56	940	66
				0.344	8.74	-	-	50.17	74.76	880	62	1030	72
				0.375	9.52	STD	30	54.57	81.25	960	67	1120	79
				0.438	11.13	-	40	63.44	94.55	1130	79	1310	92
				0.469	11.91	-	-	67.78	100.94	1210	85	1410	99
				0.500	12.70	XS	-	72.09	107.39	1290	91	1500	105
				16	400	16.000	406.4	0.250	6.35	-	10	42.05	62.64
0.281	7.14	-	-					47.17	70.30	630	44	740	52
0.312	7.92	-	20					52.27	77.83	700	49	820	58
0.344	8.74	-	-					57.52	85.71	770	54	900	63
0.375	9.52	STD	30					62.58	93.17	840	59	980	69
0.438	11.13	-	-					72.80	108.49	990	70	1150	81
0.469	11.91	-	-					77.79	115.86	1060	75	1230	86
0.500	12.70	XS	40					82.77	123.30	1120	79	1310	92
18	450	18.000	457.2					0.250	6.35	-	10	47.39	70.60
				0.281	7.14	-	-	53.18	79.24	560	39	660	46
				0.312	7.92	-	20	58.94	87.75	620	44	730	51
				0.344	8.74	-	-	64.87	96.66	690	49	800	56
				0.375	9.52	STD	-	70.59	105.10	750	53	880	62
				0.406	10.31	-	-	76.29	113.62	810	57	950	67
				0.438	11.13	-	30	82.15	122.43	880	62	1020	72
				0.469	11.91	-	-	87.81	130.78	940	66	1090	77
				0.500	12.70	XS	-	93.45	139.20	1000	70	1170	82

Los términos std es normal, xs extrafuerte, xxs doble extrafuerte.

DETERMINACIÓN DEL ESPESOR DE LA CAÑERÍA CONOCIENDO LA PRESIÓN DE LA CAÑERÍA

Según el código ASME B31.4, la presión interna del ducto se puede determinar según la siguiente ecuación

$$P = (2 \cdot S \cdot t \cdot F \cdot E \cdot T) / D$$

Donde:

P: presión interna del ducto, psi

S: límite elástico del acero, psi

t: espesor de la pared del caño, pulg

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

F: factor de densidad de población (clase 1 $F = 0,72$; clase 2 $F = 0,60$).

E: eficiencia de la costura (sin costura $E = 1$; solapado $E = 0,60$)

T: factor de temperatura (para $250\text{ }^{\circ}\text{F}$ o menos $T = 1$)

D: diámetro externo de cañería, pulg

INSTALACIONES EN CAMPO

CLASIFICACIÓN DE TENDIDOS DE DUCTOS

1. Cañerías expuestas al aire
 - 1.1. Revestidas
 - 1.2. Sin revestimiento



2. Cañerías soterradas
 - 2.1. Revestidas
 - 2.2. Sin revestimiento



DISPOSICIÓN DE LAS CAÑERIAS EXPUESTAS AL AIRE

Las cañerías se asientan sobre caballetes que tienen la forma de H que pueden ser de hierro o de hormigón armado. El distanciamiento entre ellos dependerá del peso de la cañería, un valor común puede ser entre 5 a 10 m para tuberías en yacimiento de hasta 8 pulg aproximadamente.



Cuando es necesario atravesar un arroyo, como los que existen en Mendoza, nunca es recomendable atravesarlo por abajo del cauce porque en épocas de lluvias de verano suelen presentarse correntadas fuertes que pueden llegar a arrastrar la tierra que la cubre, y levantar la cañería.

En ese caso se recomienda hacer el pasaje suspendidas en el aire a través de caballetes de cemento que apoyan en el cauce del río o colgadas de tensores, en este caso el cable cuelga de pilotes y la cañería va colgada de este cable tensor.

La cañería colgada va encamisada. Si son varias las cañerías que se cuelgan deben ir todas dentro del tubo camisa. El tubo camisa tiene dos tapas soldadas a la cañería y presurizado con gas inerte y con un manómetro que marcará en el orden de los 100 g/cm². Si hay una pérdida de fluido que transporta el fluido, va a estar contenida por el caño camisa y se va a poder observar en el manómetro que la presión que acusa el manómetro va a ser muy superior al valor de la presión del gas inerte.



DISPOSICIÓN DE CAÑERIAS ENTERRADAS. CRUCE DE RUTA

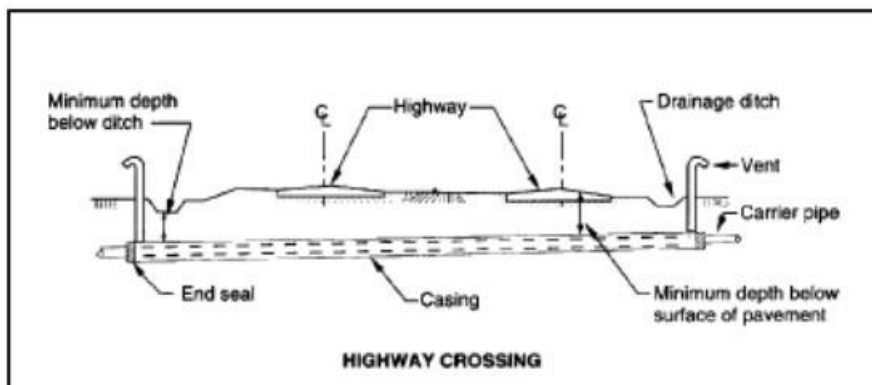
NORMA API RP 1102

La norma API PR 1102 indica que el ducto debe ser enterrado y encamisado dentro de una cañería de diámetro interior mayor o igual al doble del diámetro exterior de la cañería de producción, a una profundidad no menor a los 1,2 metros. El espesor de la camisa se determina conforme a la tabla C-1 del apéndice C de la norma.

El caño camisa y el de producción se encuentran unidos por soldadura, y deben poseer aislación eléctrica y protección catódica.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

El espacio anular se encuentra presurizado con un gas inerte (nitrógeno en este caso) y provisto de manómetros para identificar cualquier tipo de fuga que se produzca en la cañería de producción por alguna rotura de la misma.



APPENDIX C—CASING WALL THICKNESSES		
Table C-1—Minimum Nominal Wall Thickness for Flexible Casing in Bored Crossings		
Nominal Pipe Diameter (inches)	Minimum Nominal Wall Thickness (inches)	
	Railroads	Highways
14 and Under	0.188	0.134
16	0.219	0.134
18	0.250	0.134
20	0.281	0.134
22	0.281	0.164
24	0.312	0.164
26	0.344	0.164
28	0.375	0.164
30	0.406	0.164
32	0.438	0.164
34	0.469	0.164
36	0.469	0.164
38	0.500	0.188
40	0.531	0.188
42	0.562	0.188
44	0.594	0.188
46	0.594	0.219
48	0.625	0.219
50	0.656	0.250
52	0.688	0.250
54	0.719	0.250
56	0.750	0.250
58	0.750	0.250
60	0.781	0.250

PÉRDIDAS DE CALOR A TRAVÉS DE CAÑERÍAS

Las siguientes expresiones son utilizadas para calcular las pérdidas de calor a través de cañerías expuestas al aire.

1 Cañerías revestidas expuestas al aire

$$Q = \frac{2. \pi \beta (t_i - t_e)}{\ln\left(\frac{d_e}{d_i}\right)}$$

Q = cantidad de calor perdida

de: diámetro exterior de aislación

di: diámetro exterior del caño desnudo

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

t_i : temperatura del fluido

t_e : temperatura exterior

β : coeficiente de conductividad térmica del material aislante

2 Cañerías sin revestimiento expuestas al aire

Pérdidas de calor

$$Q = \frac{\alpha \cdot \pi \cdot D \cdot (t_i - t_e)}{100}$$

Siendo:

Q = cantidad de calor perdida

α : coeficiente total de transmisión

D: diámetro exterior del caño

CAÍDA DE TEMPERATURA

Es necesario calcular la caída de temperatura que sufre el fluido que es transportado por cañerías. La siguiente expresión es utilizada para tal fin.

$$\Delta t = \frac{Q \cdot L}{P \cdot c}$$

Δt : pérdida de temperatura

Q: pérdida de calor a la temperatura de entrada

L: longitud del tramo de cañería

P: caudal másico del fluido

c: calor específico del fluido a la temperatura t_e

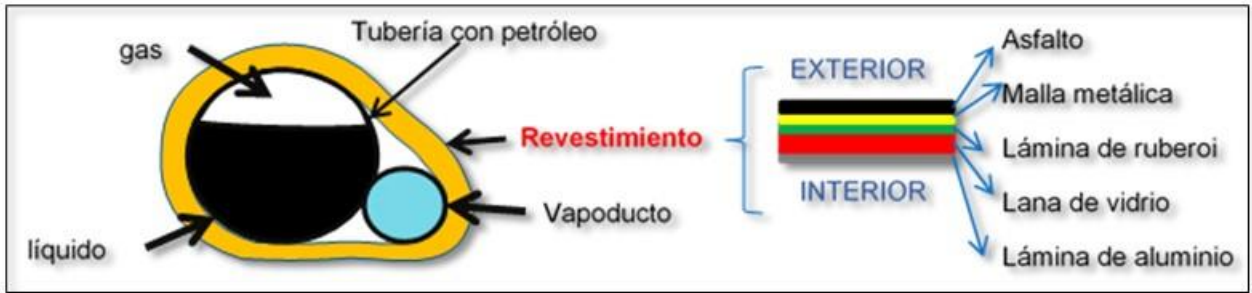
CALEFACCIÓN DE CAÑERÍAS

Los crudos pesados como el de Mendoza Norte con 30 °API son calefaccionados debido a que el punto de escurrimiento está alrededor de 29 °C. Además, es necesario tener en cuenta que la calefacción produce una disminución de viscosidad que redundará en una disminución del gasto de potencia.

CALEFACCIÓN CON VAPOR DE AGUA

En algunos yacimientos muy antiguos aún se usa el vapor de agua para la calefacción del petróleo a través de cañerías que llamaremos vapoducto. El calentamiento con vapor de agua se ha dejado de lado debido a su alto costo.

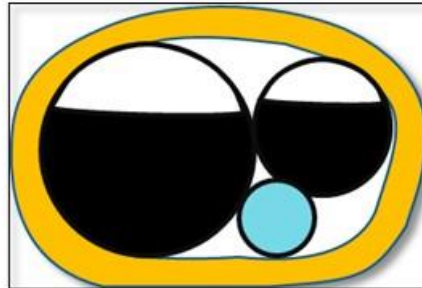
Desde boca de pozo tendré 2 cañerías, la línea de pozo y el vapoducto ambas deben ser revestidas.



El revestimiento, consiste desde el interior hacia afuera en:

- 1- Lámina de acero para buena transmisión del calor por conducción.
- 2- Colchoneta de lana de vidrio da aislación térmica.
- 3- Lámina de Ruberoi da impermeabilización.
- 4- Alambre de gallinero da protección mecánica.
- 5- Asfalto líquido que luego de secar se espesa, esta capa tiene una duración de 5 años, luego comienza a resquebrajarse, puede ser que falle antes si el asfalto es malo

Si se tiene dos ductos para calefaccionar, ¿cuál es la disposición de ellos con el vapoducto?, podría ser el caso del colector de general y el de control.

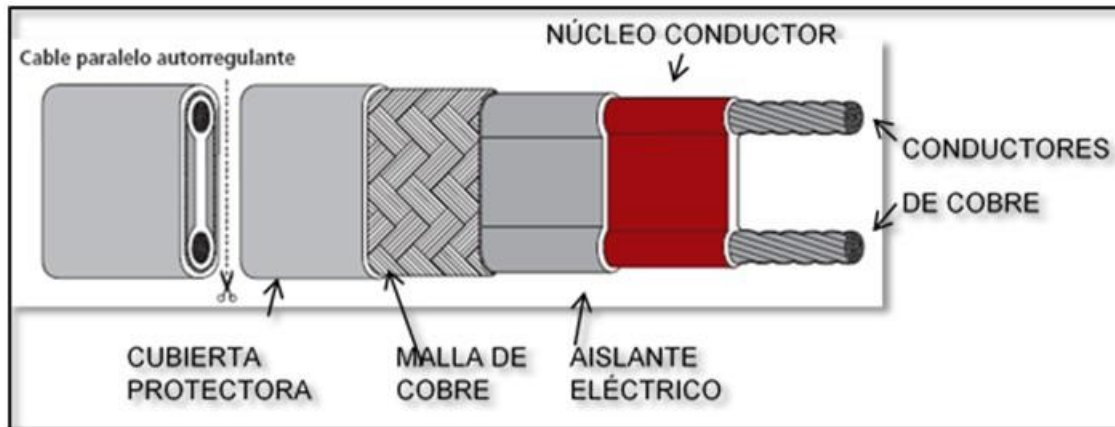


CALEFACCIÓN CON TRACEADO ELÉCTRICO

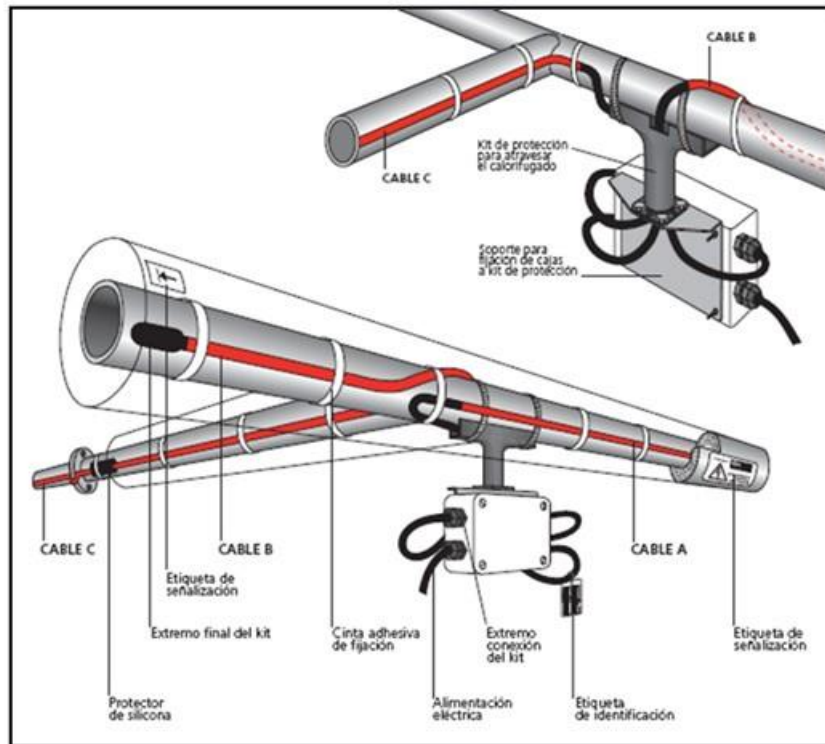
El traceado eléctrico está constituido con un material que autoregula su resistencia eléctrica. El elemento calefactor es un polímero especial que aumenta sus líneas de conducción cuando disminuye la temperatura exterior.

Cuando baja la temperatura, en el polímero se crean numerosas líneas de conducción que provoca una disminución de su resistencia eléctrica. La corriente pasa a través de ellas y por efecto Joule se produce el calentamiento. Con ello se consigue mantener la temperatura requerida con un cable calefactor paralelo autorregulable.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

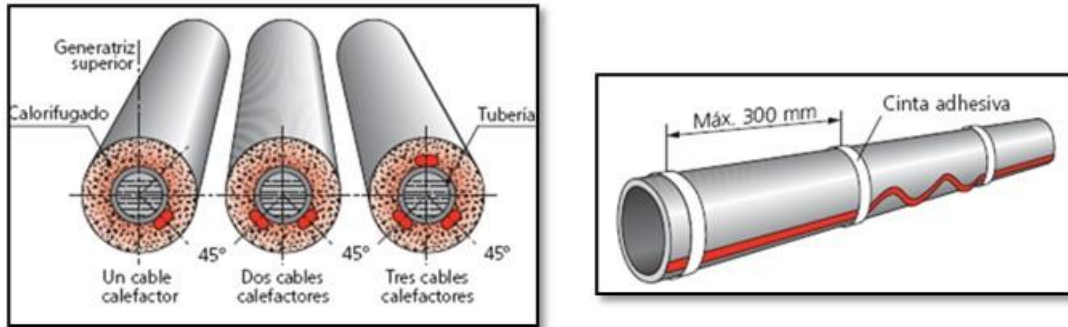


Las cintas calefactoras tienen, entre sí, conectores para alcanzar la longitud a calefaccionar, además elementos de regulación de la temperatura y elementos de control de la entrega de potencia, es decir que es un paquete autorregulable. Estas cajas están entre sí de 100 a 150 m.



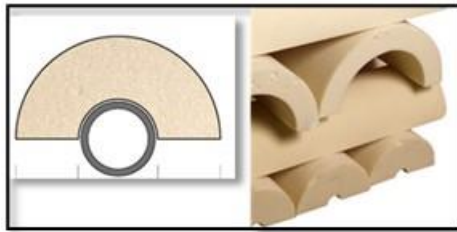
Estas cintas se van colocando sobre la cañería sujetándolas con abrazaderas o con cintas auto adhesivas de lana de vidrio o de aluminio para mejorar la transmisión de calor. La cinta calefactora se coloca a nivel de donde se encuentra el líquido, no puede estar colocada debajo sino al costado, de tal manera de asegurarnos que cuando la cañería está apoyada la cinta no se dañe.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS



¿Cómo se reviste el conjunto formado por la tubería y la cinta calefactora? Hay dos maneras de revestimiento. En los dos casos se usa poliuretano.

- 1- Una manera es con media caña que se atan a la cañería (son tramos de 1m) y luego se coloca la chapa galvanizada como protección mecánica.



- 2- Otro método es por inyección de poliuretano. A la cañería se la introduce dentro de una cañería de chapa galvanizada y se las centra entre sí colocando entre ellas tacos de madera. A la chapa galvanizada se le hacen agujeros cada 50 cm o 1 m, para inyectar poliuretano líquido, después de 1 h se seca. Esta técnica tiene el problema que hay que romper el revestimiento si hay alguna pérdida en la cañería y luego volver a inyectar. Son revestimientos caros. En este caso conviene las medias cañas, pero son caras.

VENTAJAS DE LA CALEFACCIÓN CON TRACEADO ELÉCTRICO CON RESPECTO A LA CALEFACCIÓN CON VAPOR DE AGUA

- Aislación térmica eficiente.
- Bajo costo operativo.
- Bajo costo energético.
- Instalación limpia y estéticamente agradable.
- No produce corrosión externa.
- Mayor eficiencia de la transmisión de calor al caño.
- Consumo de energía automatizado.
- Posibilidades de desconectar tramos según necesidad.

TIPOS DE AMENAZAS

Un buen diseño del ducto, unido a una excelente operación de este necesitan tener un programa de mantenimiento que persigue como objetivo final aumentar al máximo posible la vida útil de la instalación.

Como hemos visto el petróleo que se produce en los distintos pozos de un yacimiento deben ser transportados a través de distintas instalaciones para que se le practiquen distintos tratamientos para que adquiera valor comercial.

Los ductos que transportan hidrocarburos sufren amenazas que provocan fallas en su estructura que tienen consecuencias en la vida de seres humanos, ambientales e instalaciones.

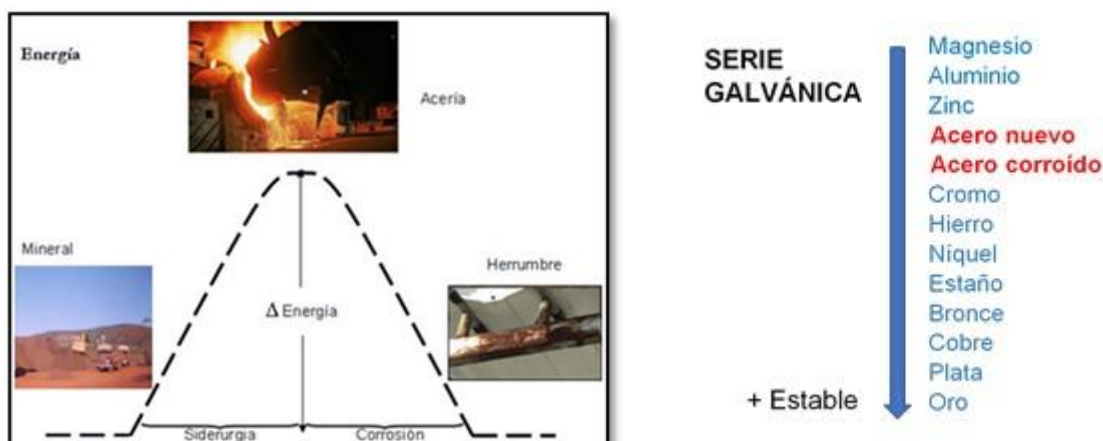
Las amenazas se pueden clasificar en:

1. Dependientes del tiempo (corrosión)
2. Estables (fabricación y montaje)
3. Independientes del tiempo (imprevistos)

1- AMENAZAS DEPENDIENTES DEL TIEMPO. CORROSIÓN.

La corrosión tratada en esta unidad es la corrosión electroquímica que se da en materiales metálicos.

La fuerza impulsora que hace que los metales se corroan es una consecuencia natural de su inestabilidad en la forma metálica. Para alcanzar este estado metálico a partir del estado natural, absorben y almacenan energía. Esta cantidad de energía varía según el metal. Si cualquier metal se lo deja en contacto con un medio adecuado tenderá a descargar dicha energía almacenada retornando a su estado natural. Por lo tanto, los materiales que almacenan mayor cantidad de energía durante el proceso de obtención tendrán mayor cantidad de energía para entregar al medio es decir se corroerán con mayor facilidad. Esta condición se indica en la escala que se muestra.



La amenaza dependiente del tiempo, es decir la corrosión, se puede clasificar en

- 1-1 **CORROSIÓN EXTERNA**
- 1-2 **CORROSIÓN INTERNA**
- 1-3 **CORROSIÓN BAJO TENSIÓN**

1-1 CORROSIÓN EXTERNA

La corrosión externa también es llamada Corrosión electroquímica. Ocurre generalmente en los metales, cuando sus átomos pierden electrones y se convierten en iones, pudiendo darse de distintas maneras. Para que ocurra la corrosión electroquímica es necesario que se establezca la celda electroquímica o galvánica.

La corrosión electroquímica es un proceso electroquímico en el cual un metal reacciona con su medio ambiente para formar óxido o algún otro compuesto. La celda que causa este proceso está compuesta esencialmente por tres componentes: un ánodo, un cátodo y un electrolito (la solución conductora de electricidad). El ánodo es el lugar donde el metal es corroído: el electrolito es el medio corrosivo; y el cátodo, que puede ser parte de la misma superficie metálica o de otra superficie metálica que esté en contacto, forma el otro electrodo en la celda y no es consumido por el proceso de corrosión. En el ánodo el metal corroído pasa a través del electrolito como iones cargados positivamente, liberando electrones que participan en la reacción catódica. Es por ello que la corriente de corrosión entre el ánodo y el cátodo consiste en electrones fluyendo dentro del metal y de iones fluyendo dentro del electrolito.

Aunque el aire atmosférico es el medio más común, las soluciones acuosas son los ambientes que con mayor frecuencia se asocian a los problemas de corrosión. En el término solución acuosa se incluyen aguas naturales, suelos, humedad atmosférica, lluvia y soluciones creadas por el hombre. Debido a la conductividad iónica de estos medios, el ataque corrosivo es generalmente electroquímico.

La definición más aceptada entiende por corrosión electroquímica “el paso de electrones e iones de una fase a otra limítrofe constituyendo un fenómeno electródico, es decir, transformaciones materiales con la cooperación fundamental, activa o pasiva, de un campo eléctrico macroscópico, entendiéndose por macroscópico aquel campo eléctrico que tiene dimensiones superiores a las atómicas en dos direcciones del espacio”.

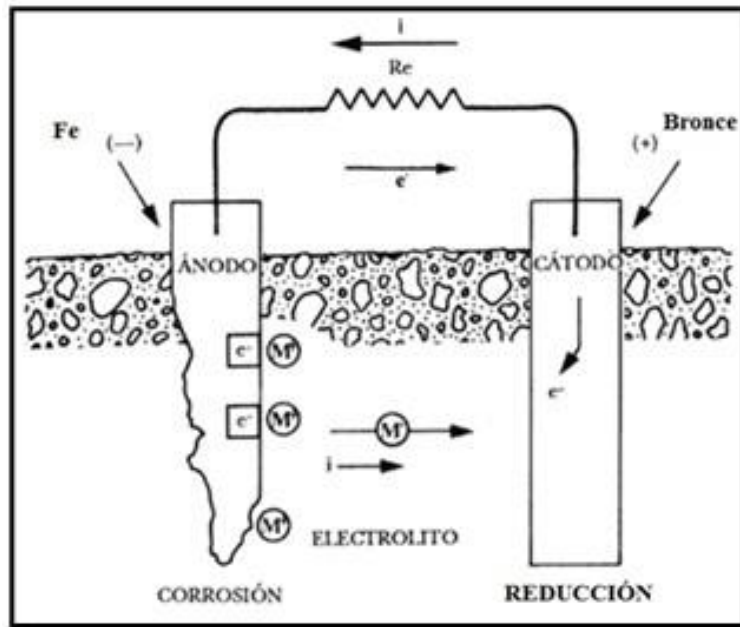
En los procesos de corrosión electroquímica de los metales se tiene simultáneamente un paso de electrones libres entre los espacios anódicos y catódicos vecinos, separados entre sí, según el esquema siguiente:



Lo que entraña una corriente electrónica a través de la superficie límite de las fases. En el proceso anódico, el dador de electrones, E_{d1} , los cede a un potencial galvánico más negativo, y dichos electrones son captados en el proceso catódico por un aceptor de electrones, E_{c2} , con potencial más positivo.

Como vemos la corrosión electroquímica involucra dos reacciones de media celda, una reacción de oxidación en el ánodo y una reacción de reducción en el cátodo.

Celda de corrosión

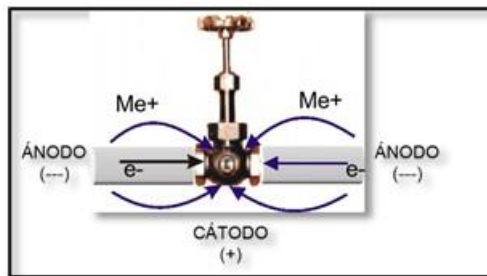


Tipos de celdas de corrosión

1- Diferencia en el metal:

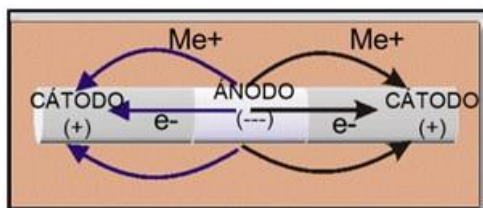
Un ejemplo lo constituyen las conexiones entre cañerías y válvulas de diferente metal.

De acuerdo, a la serie galvánica la cañería de hierro tiene más energía disponible para la corrosión que la válvula de bronce, por lo que la cañería se comporta como ánodo y la válvula como cátodo. La corriente de corrosión abandona la cañería y se introduce en el electrolito luego abandona el electrolito y vuelve al metal de la válvula.

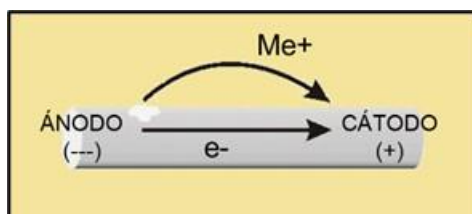


Otro caso de celda galvánica por diferencias en el metal lo constituyen las conexiones de tramos de cañería vieja de un mismo metal como por ejemplo un reemplazo de línea. Aquí la celda se forma porque la cañería vieja ya ha entregado parte de su energía al medio ambiente mientras que el tramo nuevo tienen toda la energía disponible para la corrosión. Al efectuar el reemplazo de la línea, el tramo nuevo se corroerá más rápidamente porque además de existir la condición corrosiva del suelo, se está favoreciendo la formación de la celda galvánica.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS



Un tercer caso son las diferentes condiciones de la superficie de un mismo metal. Este caso se presenta cuando la superficie del metal presenta irregularidades como ser extremos de roscas o marcas producidas por herramientas durante la instalación. Estas zonas son anódicas respecto al resto del metal debido a que al trabajar el metal en frío se produce una concentración de energía que queda almacenada.



2 – Diferencias en el electrolito

Se presenta por diferencias en los suelos. Este tipo de celda galvánica es responsable de gran parte de la corrosión que tiene lugar en los suelos. Las cañerías, por ejemplo, atraviesan diferentes suelos en su recorrido. En cada caso donde los suelos diferentes están en contacto con la misma pieza de metal, es posible que se forme la celda. La mayoría de las veces en los suelos naturales la porción del caño que se encuentra en el suelo con mayor concentración de sales es el ánodo; la que se halla en el suelo menos concentrado es el cátodo. Los suelos húmedos por sí mismo actúan como electrolito y la cañería constituye el circuito de conexión.

La corriente fluye del área anódica al suelo a través del suelo al área catódica y finalmente a lo largo del caño al área anódica. Las sales disueltas en el suelo son muchas y variadas, usualmente incluyen compuestos de aluminio, calcio y magnesio, como así también sulfatos cloruros, hidróxidos, etc.

En general los suelos secos son mucho más resistivos por lo tanto corta el circuito eléctrico.

Se hace un muestreo del suelo alrededor del caño para saber la composición del suelo.



1-2 CORROSIÓN INTERNA

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

La corrosión interna depende de la calidad del producto a transportar y de la temperatura del fluido conducido:

- ✓ CALIDAD DEL PRODUCTO A TRANSPORTAR
 - Contenido de agua
 - Contenido de sales
 - Presencia de gases disueltos (CO₂, SH₂)
- ✓ TEMPERATURA DEL FLUIDO CONDUCTIDO

1-3 CORROSIÓN BAJO TENSIÓN (STRESS CORROSION CRACKING)

Es una corrosión que se encuentra en fisuras difíciles de encontrar. Algunas de las condiciones necesarias para que suceda son:

- Ambiente corrosivo.
- Material susceptible.
- Tensiones residuales de los procesos de fabricación generalmente de tracción.
- Temperaturas a la salida de planta compresora.



El problema de esta corrosión es que no todas las herramientas de inspección interna la pueden detectar.

Se puede presentar a la salida de las plantas compresoras. La misma compresión del gas hace que la temperatura se incremente y produzca agrietamiento.

Características:

- Es difícil de detectar
- Forman colonias de fisuras (largo/ancho <10)
- Pueden estar en superficie interna, externa o dentro del espesor del caño.

2. AMENAZAS ESTABLES

Estas amenazas se pueden clasificar según el origen:

2.1 FABRICACIÓN:

- Rayones
- Exfoliación
- Ampollas

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

- Fallas en soldadura longitudinal

2.2 MONTAJE:

- Abolladuras por rocas
- Abolladuras por maquinarias
- Fallas en soldaduras circunferencial

3. AMENZAS INDEPENDIENTES DEL TIEMPO

3.1 DAÑOS POR TERCEROS

En la siguiente figura se observa una ruta costada por un oleoducto que ha sufrido un aplastamiento por el vuelco de un camión.



3.2 OPERACIONES INCORRECTAS

En la figura se observa un ducto dañado por la operación incorrecta de una maquinaria dentro del mismo yacimiento.



3.3 FACTORES CLIMÁTICOS

En la figura se observa un ducto que fue arrastrado por un aluvión.



PRINCIPALES AMENAZAS

Las principales amenazas son ocasionadas por terceros y por el deterioro sufrido por la corrosión.

MANTENIMIENTO DE LA CAÑERÍA DE ACERO ANTES DE FALLAR

Tanto el mantenimiento preventivo como el predictivo nos dan datos, pero son datos diferentes y necesarios para prevenir una falla.

El mantenimiento preventivo nos da información indirecta del ducto, podemos intuir como está la estructura del acero. El predictivo es más caro, nos da un diagnóstico de la estructura del acero.

1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

1-1 PROTECCIÓN EXTERIOR

Esta protección aísla eléctricamente los metales que forman parte de la celda de corrosión o convierte al metal a proteger en cátodo.

1.1.1. Revestimientos anticorrosivos

Este revestimiento aísla eléctricamente al ducto del terreno; corta el circuito eléctrico de la celda galvánica.

Características que debe cumplir un revestimiento anticorrosivo

- Buena Adherencia
- Alta aislamiento eléctrico
- Bajo envejecimiento
- Baja absorción de agua
- Resistencia al Despegue Catódico a veces la alta corriente eléctrica provoca el despegue.
- Resistencia a la acción bacteriológica
- Soportar sin daños el manipuleo en la construcción y en la operación o movimientos de suelos. Esto es porque algunos vienen ya revestidos.
- Soportar incrementos de temperatura sin daños

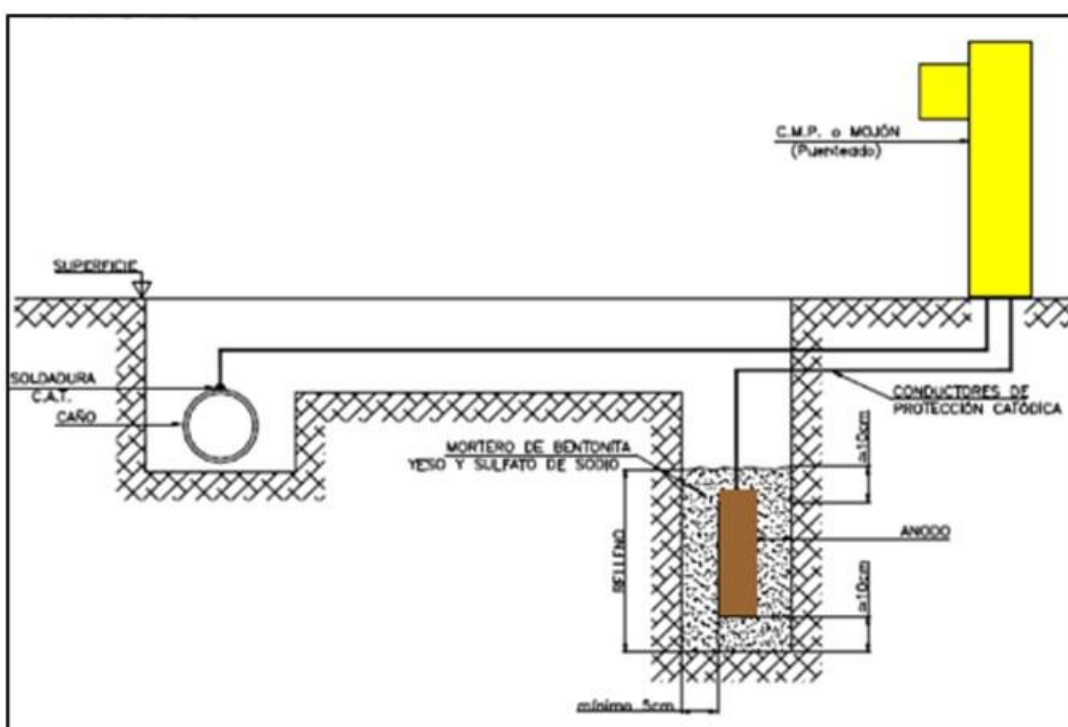


1.1.2. Protección catódica

La protección catódica convierte a la cañería a proteger en un cátodo, forzándola a recibir corriente proveniente del medio.

1.1.2.1. Ánodos galvánicos o de sacrificio

Los ánodos de sacrificio se usan para proteger al caño en algún lugar específico. Se usa cuando se necesita proteger poca longitud, por ejemplo, donde el caño haya quedado con falencia de revestimiento y tiene un impedimento importante que es la resistencia del terreno. El metal del ánodo debe tener la energía necesaria para suministrarla a la cañería a proteger. Esta energía es característica del Me, se expresa en Ah/kg.



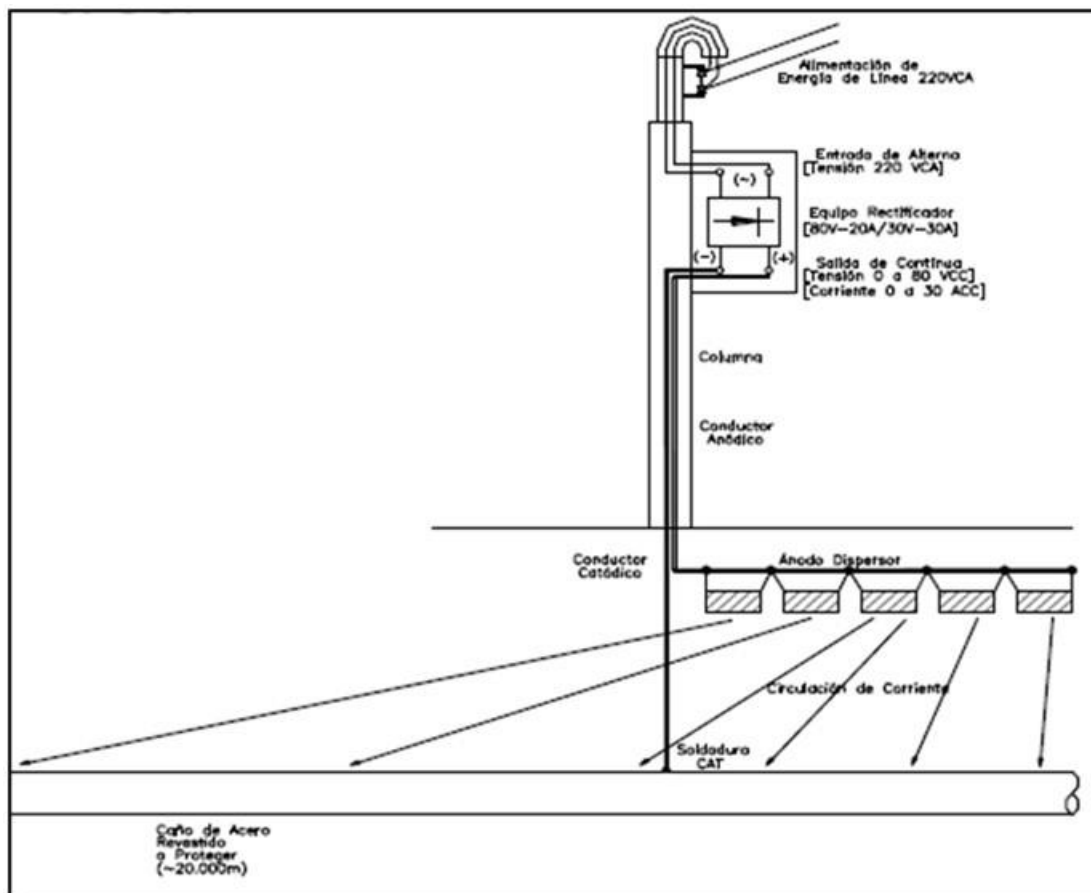
El ánodo de sacrificio está inserto en un receptáculo con material de relleno para disminuir la resistencia al paso de la corriente, es una mezcla de yeso, bentonita y sulfato de sodio. Se provee con material de relleno para uniformar el contacto entre el ánodo y el suelo. Se conecta un extremo eléctricamente a la cañería a proteger, y el ánodo enterrado en el suelo. Necesita poco mantenimiento.

La conexión entre la cañería y la caja de medición de potencial se hace con una soldadura cupro alúmina térmica. La unión es de baja o nula resistencia eléctrica de contacto con una elevada calidad electromecánica, duradera, sin necesidad de mantenimiento y/o verificaciones periódicas y fundamentalmente con una excelente aptitud técnico-económica.

1.1.2.2. Sistema de corrientes impresas (UPCCI)

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

Este método es el más usado, pero es el que se gasta más porque se debe alimentar con corriente alterna luego de rectificarla. Además de ser más caro y pagar energía mensual puede fallar el rectificar de diodos de silicio

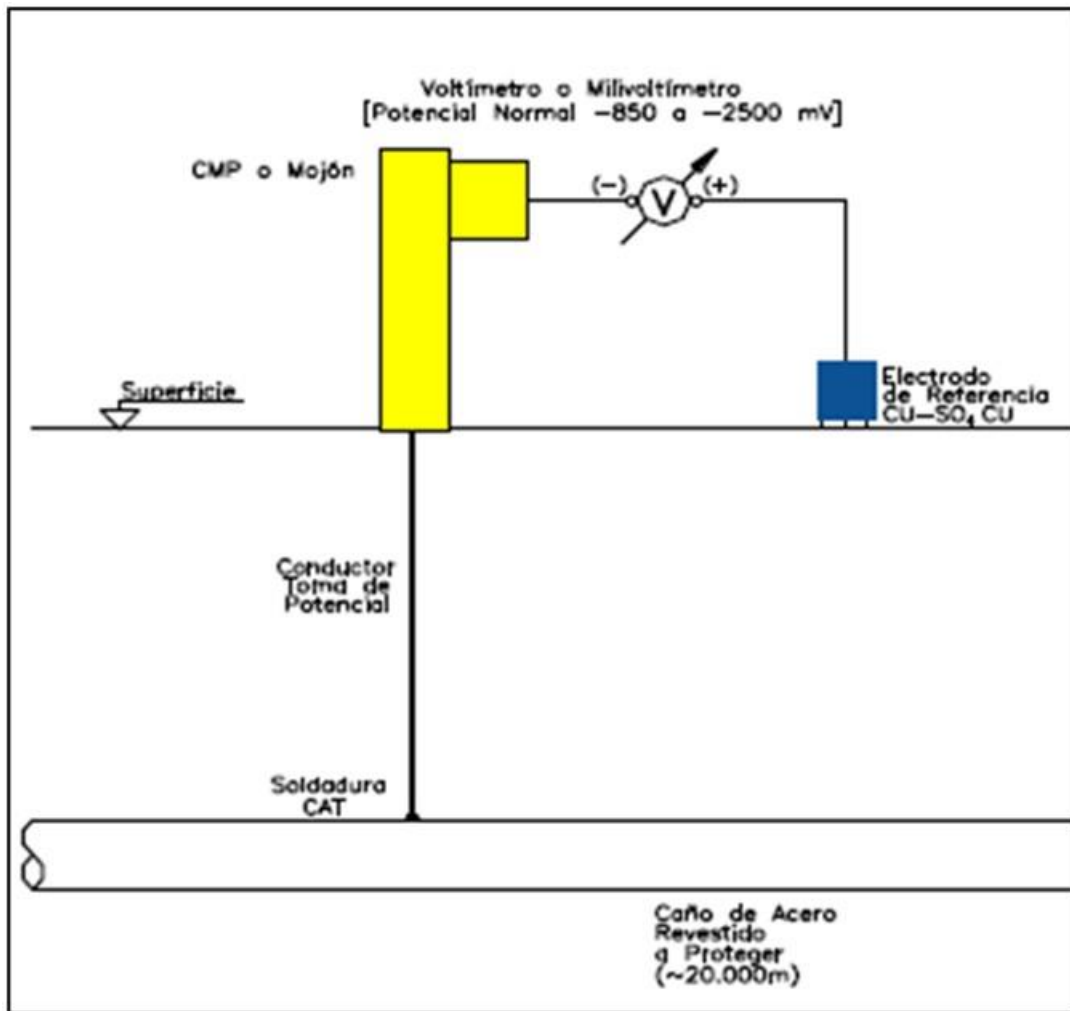


Medición de potencial de cañería

La medición de potencial es para controlar si la cañería está protegida catódicamente. El potencial entre la cañería y el suelo se mide con un voltímetro cuyo terminal negativo se conecta al punto a testear que es conectado eléctricamente con la cañería, y el terminal positivo se conecta al electrodo de referencia. Se deben efectuar controles periódicos del potencial cañería – suelo a efectos de controlar si el grado de protección catódica es el requerido para la instalación.

El electrodo de referencia es de cobre- sulfato de cobre.

¿Cómo se sabe si el caño está protegido? Se puede deducir con los valores de volt. Si un caño está desnudo sin protección tiene un potencial natural de -400 mv, por lo tanto, es un caño anódico. A través de investigaciones se supo que si el caño tiene un potencial de -800 mV, está protegido catódicamente. Se toma 50 mV más para estar del lado de la seguridad.

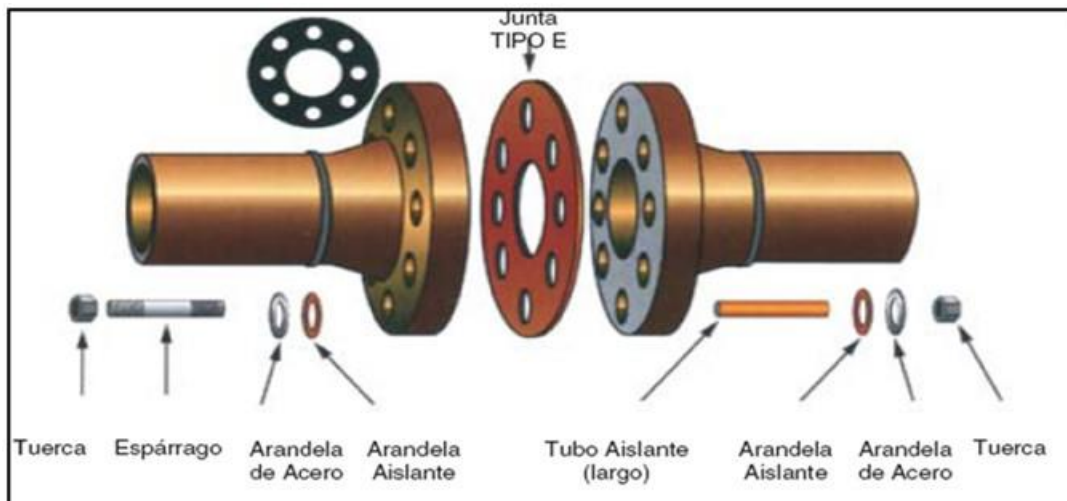
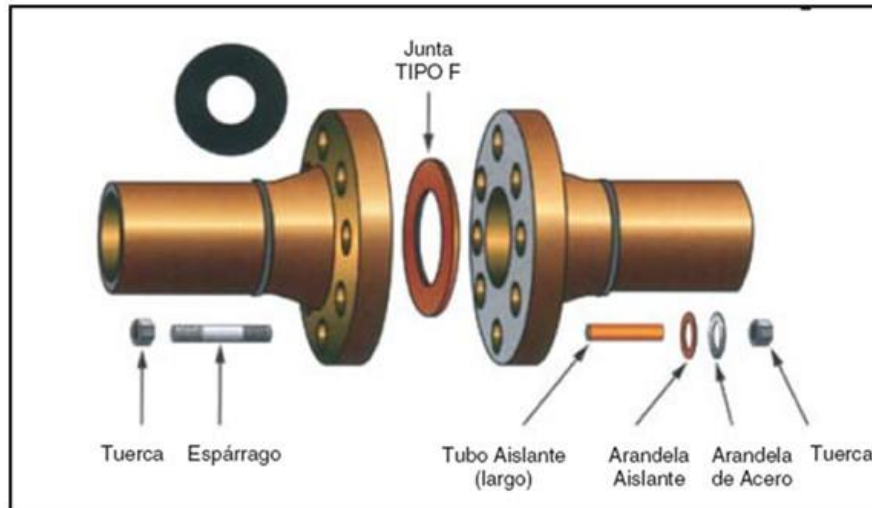


1.1.3. Juntas de aislación eléctrica

1.1.3.1 Juntas de aislación eléctrica con kit dieléctrico

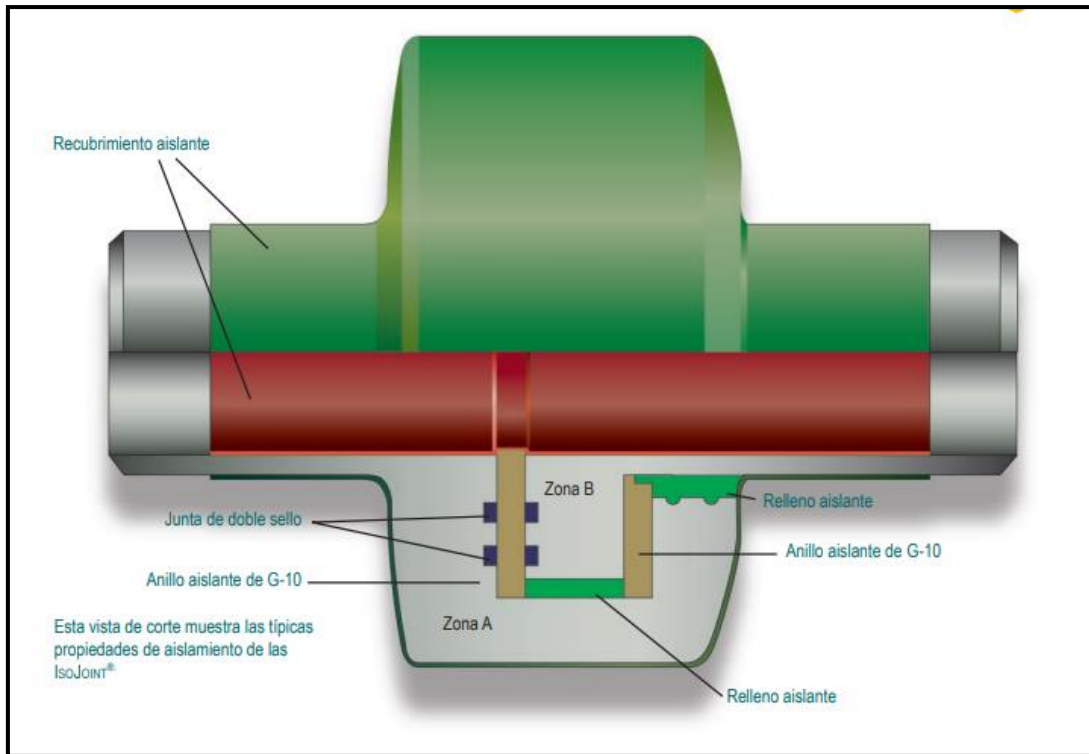
PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

Estas juntas se utilizan para conectar metales de distintos niveles energéticos, para aislar cañerías protegidas de otras que no lo están y entre cañerías enterradas e instalaciones de superficie.

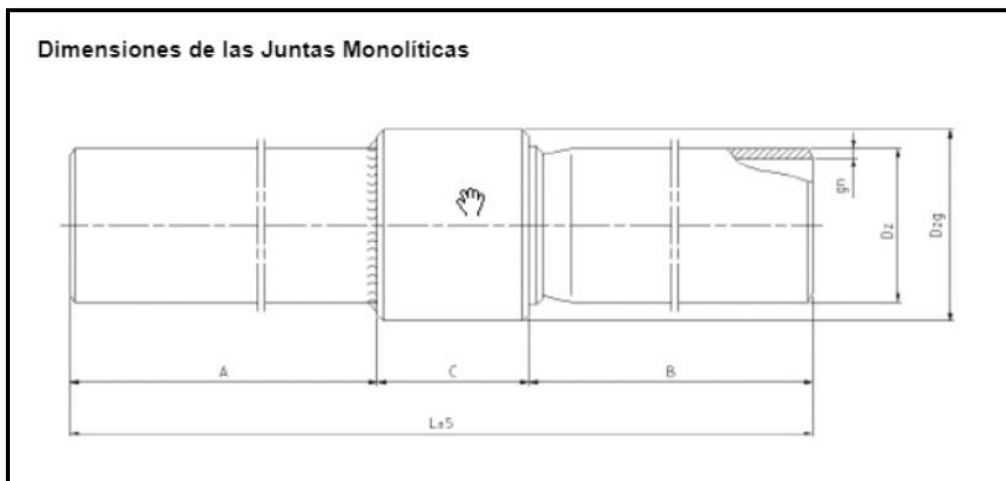


1.1.3.2 Juntas monolíticas

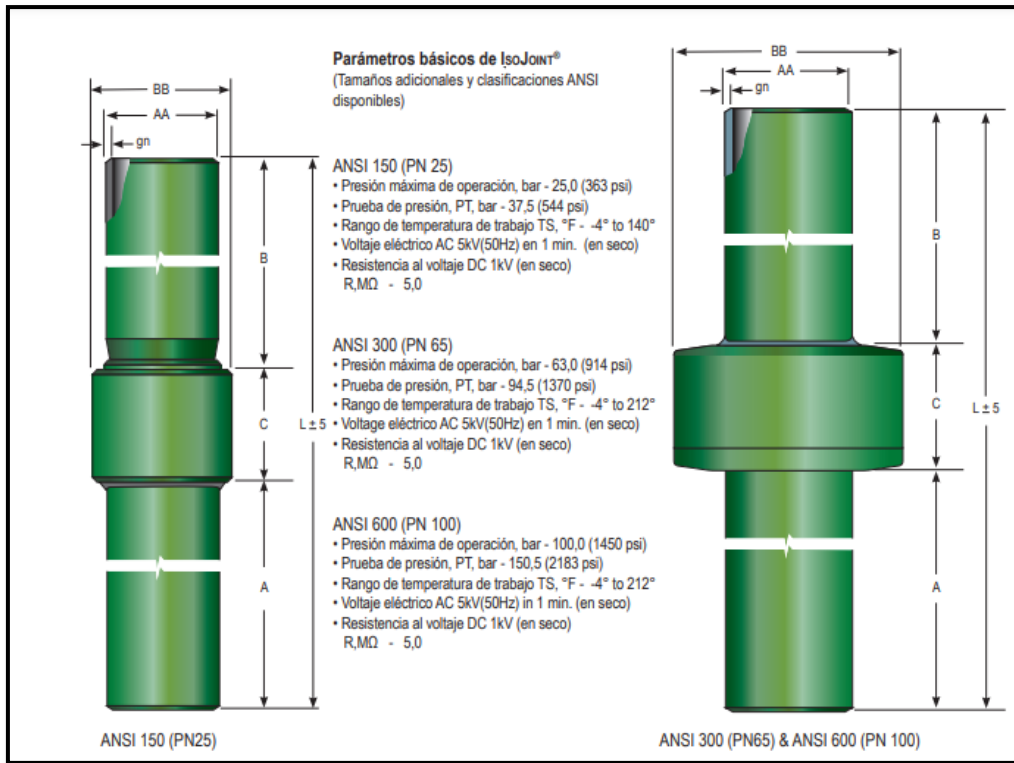
Las juntas monolíticas reemplazan al kit de la junta de aislamiento, pues no requiere de brida y accesorios, emplea uno o más anillos, rellenos aislantes y sellos preensamblados. Las piezas de acero de esta junta están soldadas, formando una sola pieza, en consecuencia, hay un ahorro importante de tiempo de instalación y la integridad del aislante se mantiene intacta. Los extremos de las juntas monolíticas pueden ser biseladas o roscadas



Los anillos aislantes están contruidos con fibra de vidrio aglomeradas con resina epoxi, G-10 o G-11. La diferencia entre estos dos materiales es la temperatura de servicio, para el G-10 es de 150 °C y de 290 °C para el G-11 y también presentan distintas resistencias eléctricas según la disposición de la medición con respecto a las capas de fibra de vidrio. El valor para los dos materiales es de 14,2 MV/m con la diferencia que para el material G-10 la medición es perpendicular a las capas de fibra de vidrio mientras que para el G-11 es paralelos a las mismas. Se diferencian entre sí por el color el material G-10 es amarillo claro, y verdoso claro el G-11



PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS



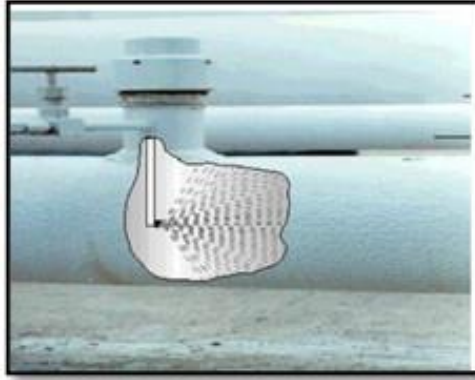
DN		ANSI 150 (PN 25)										L		Peso		
		AA		gn min		BB		A		B						C
in	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in	mm	lbs	kg	
1/2"	15	.917	21,3	.125	3,2	1.326	33,7	7.874	200	8.070	205	1.771	45	9.02	229	1 0,5
3/4"	20	1.059	26,9	.125	3,2	1.326	33,7	7.874	200	8.070	205	1.771	45	9.65	245	2 1,0
1"	25	1.326	33,7	.125	3,2	1.669	42,4	7.874	200	8.070	205	1.771	45	9.84	250	3 1,3
5/4"	32	1.669	42,4	.125	3,2	2.007	51,0	7.874	200	8.070	205	1.771	45	11.81	300	4 1,8
6/4"	40	1.901	48,3	.141	3,6	2.374	60,3	7.874	200	8.070	205	1.771	45	11.81	300	4.5 2,1
2"	50	2.374	60,3	.141	3,6	2.996	76,1	7.874	200	8.267	210	2.362	60	13.78	350	6.5 3,0
2 1/2"	65	2.996	76,1	.157	4,0	4.000	101,6	8.661	220	8.464	215	4.527	115	21.653	550	10 4,5
3"	80	3.500	88,9	.177	4,5	4.250	108,0	8.661	220	8.464	215	4.527	115	15.75	400	13 6,0
4"	100	4.250/4.500	108,0/114,3	.196	5,0	5.236	133,0	9.448	240	9.251	235	4.921	125	19.69	500	22 10,0
5"	125	5.236	133,0	.196	5,0	6.259	159,0	9.842	250	9.448	240	6.299	160	25.590	650	55 25,0
6"	150	6.259/6.625	159,0/168,3	.220	5,6	7.625	193,7	9.842	250	9.448	240	6.299	160	19.69	500	62 28,0
8"	200	8.625	219,1	.248	6,3	9.625	244,5	11.811	300	11.811	300	7.874	200	19.69	500	132 60,0
10"	250	10.748	273,0	.248	6,3	11.751	298,5	12.598	320	12.598	320	10.236	260	27.56	700	143 65,0
12"	300	12.751	323,9	.279	7,1	14.000	355,6	11.811	300	11.811	300	11.811	300	27.56	700	243 110,0
14"	350	14.011	355,9	.279	7,1	16.000	406,4	11.811	300	11.811	300	11.811	300	35.433	900	265 120,0
16"	400	16	406,4	.314	8,0	17.519	445,0	11.811	300	11.811	300	11.811	300	35.433	900	441 200,0
18"	450	17.992	457,0	.314	8,0	20.000	508,0	11.811	300	11.811	300	11.811	300	35.433	900	463 210,0
20"	500	20	508,0	.314	8,0	21.456	545,0	13.779	350	13.779	350	11.811	300	39.370	1000	474 215,0
24"	600	24.015	610,0	.346	8,8	25.787	655,0	13.779	350	13.779	350	11.811	300	39.370	1000	496 225,0
28"	700	27.992	711,0	.346	8,8	29.842	758,0	13.779	350	13.779	350	11.811	300	47.24	1100	670 304,0
32"	800	32	813,0	.393	10,0	33.858	860,0	15.748	400	15.748	400	11.811	300	43.307	1100	853 387,0
36"	900	35.984	914,0	.393	10,0	37.392	965,0	15.748	400	15.748	400	11.811	300	43.307	1100	963 437,0
40"	1000	40	1016,0	.433	11,0	42.125	1070,0	17.716	450	17.716	450	15.748	400	51.181	1300	1554 705,0
42"	1050	42	1067,0	.433	11,0	44.291	1125,0	17.716	450	17.716	450	15.748	400	51.181	1300	1609 730,0
44"	1100	44	1118,0	.492	12,5	46.259	1175,0	21.653	550	21.653	550	15.748	400	59.055	1500	1817 824,0
48"	1200	47.992	1219,0	.492	12,5	50.196	1275,0	19.685	500	19.685	500	19.685	500	59.055	1500	2425 1100,0
56"	1400	55.984	1422,0	.559	14,2	58.267	1480,0	27.559	700	27.559	700	19.685	500	74.803	1900	3435 1558,0

** Las juntas aislantes monollíticas IsoJoint® pueden (ser diseñadas) para cumplir con las especificaciones o requerimientos (especiales) del cliente. Póngase en contacto con APS para obtener información adicional.

1-2 PROTECCIÓN INTERIOR:

La protección interna protege la superficie interior en forma mecánica o química.

INHIBIDOR QUÍMICO DE CORROSIÓN



Clasificación de inhibidores de corrosión

1.2.1 Inhibidores aniónicos

Son los más eficientes, pero se puede provocar una corrosión localizada más importante que la original.

- Anión cromato: es el más eficiente, forma película de óxidos estables.
- Anión nitrito: para hierro y sus aleaciones, forma película de óxidos estables.
- Anión fosfato: para aluminio, precipita fosfato de aluminio insoluble.

Es necesario tener en cuenta que el anión cromato es tóxico, anión fosfato y nitrito son degradados por microorganismos.

1.2.2 Inhibidores catiónicos

- Cationes polifosfatos:
- Cationes fosfonatos:
 - Cationes polifosfatos y fosfonatos
 - Cationes Zn

1.2.3 Inhibidores mixtos

Compuestos orgánicos con grupos polares como S, N y O poseen pares de electrones disponibles para formar enlaces con el metal.

1-3 PATRULLAJE:

Observar las condiciones de la superficie y las adyacencias para detectar:

- pérdidas (en forma visual).
- actividades de construcción.

- otros factores que afecten la seguridad y la operación



2. MANTENIMIENTO PREDICTIVO:

2.1 INSPECCIÓN DIRECTA

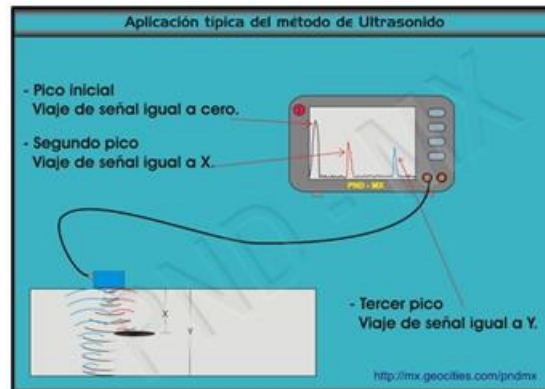
2.1.1. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS – Convencionales

En cuanto a los costos todos los defectos superficiales son más económicos que los que detectan los defectos volumétricos.

2.1.1.1 Defectos Volumétricos:

Ultrasonido

Es el más antiguo y es el que tiene grandes rendimientos. Se hace con un palpador que tiene un material piezoeléctrico que convierte una señal eléctrica en una onda de presión con una determinada frecuencia que atraviesa el metal. Si hay aire entre el palpador y el metal no se propaga. Por lo tanto, se necesita entre ambos de un gel para permitir de la transmisión de la onda. El palpador es un emisor receptor.



En la pantalla se detectan dos picos una correspondiente a la reflexión de la onda de presión en la interfase en contacto con el palpador y el otro pico de reflexión en la interfase correspondiente a la pared interna.

También se recibirá una señal que se refleje en cualquier discontinuidad.

El especialista conoce la velocidad de trasmisión de la onda, el tiempo que tarde en llegar al palpador por lo tanto conocerá a qué distancia estará.

Inspección Radiográfica

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

El contorno del caño debe quedar perfectamente libre para poder colocar la placa radiográfica. Una desventaja de este método es que el informe no es instantáneo. Es muy caro, solo se usa cuando se ha detectado el defecto por otro método y se quiere corroborar su existencia.

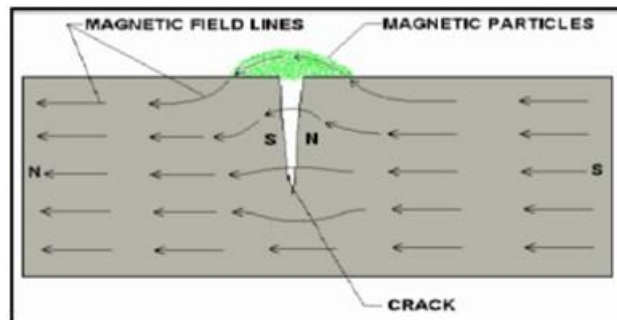


2.1.1.2 Defectos Superficiales:

Inspección con Partículas Magnéticas

Se generan líneas de campo entre polo N y S. Las líneas de campo son continuas, pero si hay un defecto se forman otros polos, son minipolos que distorsionan las líneas de campo, se provoca una dispersión de las líneas magnéticas.

Si agrego un fino polvo magnético se acumulan sobre las discontinuidades.

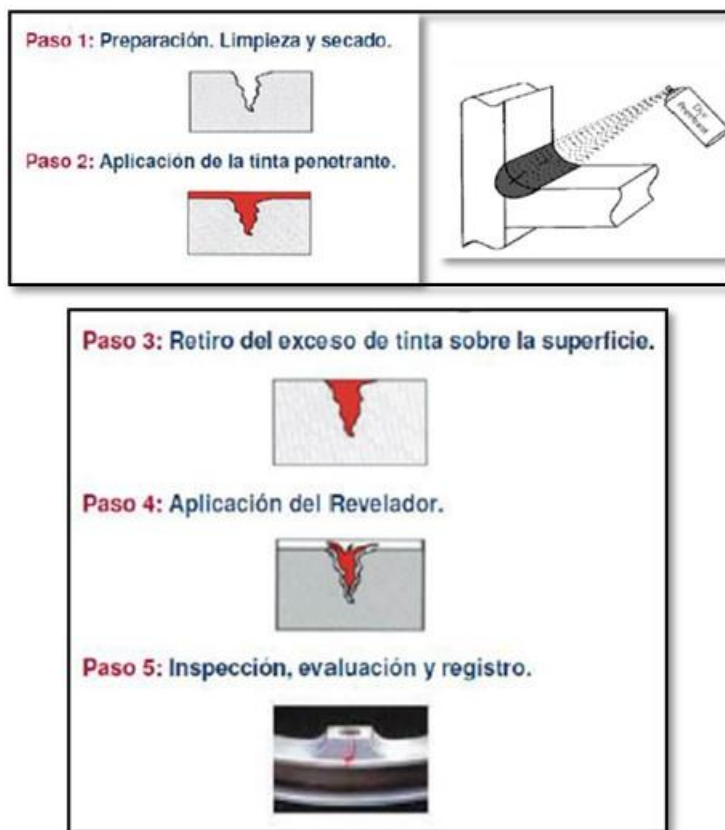


Inspección con Tintas Penetrantes

La aplicación de la tinta puede ser en aerosol. La tinta al ser colocada sobre una fisura por capilaridad penetra en ella.

PRODUCCIÓN II – TRANSPORTE DE FLUIDOS

Luego se retira el exceso de tinta y se coloca el revelador que resalta el defecto



2.1.2 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS - No Convencionales

2.1.2.1 Defectos Volumétricos:

Ondas Guiadas

Especialmente es utilizada cuando no hay accesibilidad.

Esta técnica tiene el mismo principio que el ultrasonido, pero en lugar de generar ondas que se van a concentrar en una zona, esta técnica tiene un alcance longitudinal paralelo al eje del ducto. En la figura se ve un anillo de transductores que es el que transmite la onda de ultrasonido que tiene una cierta longitud de alcance.

Es costoso, debe sacarse el revestimiento donde se coloca el anillo, dejando parte del ducto vulnerable, si se saca el revestimiento se rompe un equilibrio que se consiguió cuando se revistió el caño. Cuando se saca el anillo hay que reparar el revestimiento y la técnica dice que la reparación del revestimiento tiene que ser con un revestimiento de mejor calidad.

Características principales:

- Reducción de costos por facilidad en el acceso.
- Evita remover y reinstalar la aislación o revestimiento, excepto en el sitio de la instalación del equipo.
- Habilidad para inspeccionar áreas de difícil acceso
- 100% de cobertura



2.2 INSPECCIÓN INDIRECTA

¿Porque hacer una inspección interna? Porque debo saber si la estructura del acero permite que trabaje a la misma presión de diseño. Si tuviera que bajar la presión, tiene una implicancia económica importante porque debo mandar menos producto.



Hay dos causas que determinan la inspección de ductos:

- Porque la normativa así lo indica
- Por la existencia de amenazas

Para hacer la pasar la herramienta principal es necesario realizar el pasaje de otras herramientas. Cada una de las cuales tienen un objetivo propio.

2.2.1 HERRAMIENTAS DE LIMPIEZAS



Existen distintas herramientas de limpieza según el material que internamente haya que evacuar.

Algunas son las llamadas polli pig, de poliuretano, para evacuar líquidos, con bandas de otro material más abrasivo para sacar parafinas; otros chanchos de limpieza con cepillos de aceros de distintas secciones para sacar óxidos de Fe y otros sólidos de distintos tamaños.

2.2.2 HERRAMIENTAS GEOMÉTRICAS

¿Por qué se debe hacer pasar una herramienta geométrica? Es debido a que al tener que pasar una herramienta muy cara es necesario saber si existen deformaciones de la circunferencia interna del ducto.

Hay dos formas de hacerlo con una placa calibradora con placa de Al con gajos. Al salir deformados se puede saber en qué posición horaria se encuentra el defecto, pero no dónde está la deformación. Esta herramienta no gira.

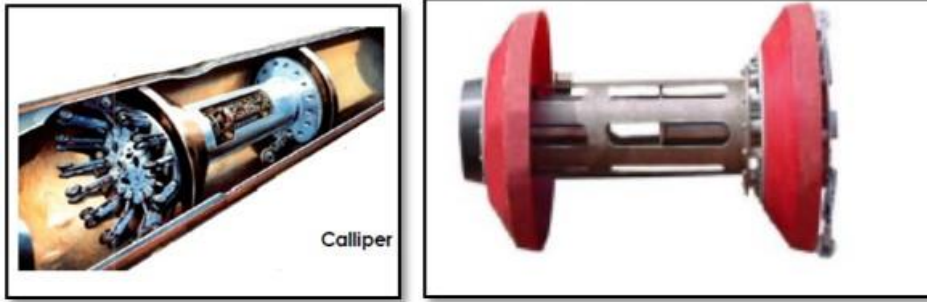
Si las aletas se deforman se pasa el calliper para saber dónde está

2.2.2.1 Placas calibradoras



2.2.2.2 Herramienta geométrica propiamente dicha

Esta herramienta es instrumentada, es decir que tiene una parte electrónica, me permite saber, no solo cómo es el defecto sino también donde está y almacenar la información.



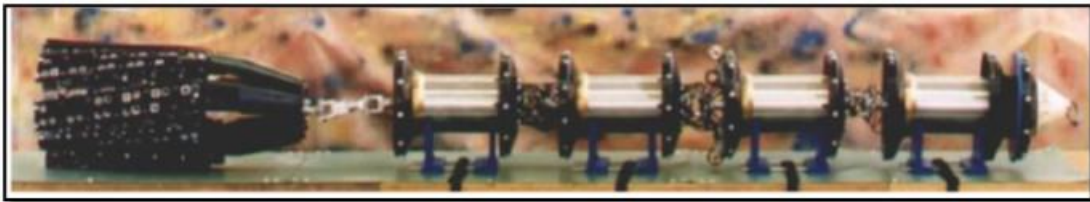
2.2.3 HERRAMIENTAS DE INSPECCIÓN INSTRUMENTADAS

Dentro de las herramientas de inspección instrumentadas existen de dos tipos:

- ultrasónicas
- magnéticas

2.2.3.1 Herramientas de inspección instrumentadas ultrasónicas

Las ultrasónicas sirven para medio líquido

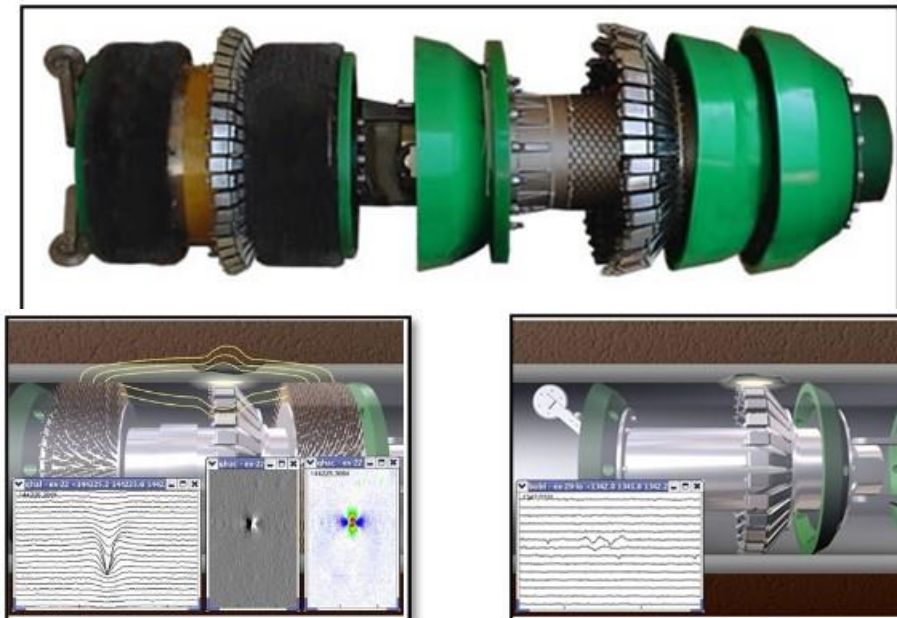


2.2.3.2 Herramientas de inspección instrumentadas magnéticas

Las magnéticas sirven para medios líquidos y gaseosos.

2.2.3.2.1 Herramienta de inspección magnética MFL

Es la más usada. En esta herramienta las líneas de campo magnético se establecen longitudinalmente al ducto.



2.2.3.2 Herramienta de inspección instrumentada TFI

En esta herramienta las líneas de campo magnético se establecen perpendicularmente al ducto.



En las siguientes imágenes se observa que el campo magnético transversal al eje del ducto es especial para detectar defectos axiales.

