

INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE CONDUCCIONES SUBMARINAS

José Luis Almazán Gárate.

Dr. Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos. Economista.

Profesor titular de la E.T.S.I. de Caminos, Canales y Puertos.

Oscar Hurtado Albert.

Alumno de la E.T.S.I. Caminos, Canales y Puertos.

Luis Juanes Fraga.

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.

Jefe del Departamento de Transporte por Tuberías de INITEC.

José Raúl García Montes.

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.

E.T.S.I. de Caminos, Canales y Puertos.

RESUMEN

De los medios de transporte habituales, tubería, marítimo, ferrocarril, carretera, cable y aéreo, el primero es el más barato y seguro, aunque no todas las mercancías son susceptibles de ser transportadas por tubería.

En cualquier obra de ingeniería civil es necesario el mantenimiento y la conservación, pero en el caso particular de las obras marítimas, es especialmente importante por la agresividad del ambiente en el que están ubicadas.

No obstante y a pesar de su reducido impacto medioambiental, los problemas derivados de la corrosión constituyen la principal causa de fallos en las conducciones submarinas, seguidos de fuerzas naturales y acciones externas.

En el artículo se analiza el control de la corrosión y de la estabilidad del trazado de las conducciones submarinas y se esbozan los métodos de reparación actuales.

ABSTRACT

Of the commonly used means of transport-pipeline, sea freight, railway, lorry, cable and airline-the first is the cheapest and safest, although there are limits to the types of merchandise that can be transported by pipeline.

While maintenance is fundamental in any civil engineering job, it is particularly important in maritime constructions, given the hostile environment surrounding them.

Corrosion, if not altogether an environmental problem, is however the main cause of failure in pipelines, ahead of natural phenomena and external attack.

This article discusses the control of corrosion and the stability of pipelines and considers present-day methods of repair.

Se admiten
comentarios a este
artículo, que deberán
ser remitidos a la
Redacción de la ROP
antes del 30 de
junio de 1996.

Recibido en ROP:
marzo de 1996

1. INTRODUCCIÓN

Como bien es sabido por todos nosotros la misión del ingeniero de caminos no se reduce sólo a construir obras. Es de vital importancia que dichas obras perduren a lo largo del tiempo, al menos durante la vida útil para la que han sido diseñadas. Para que una obra cumpla su objetivo es necesario realizar una inspección, mantenimiento y conservación continuos.

Cuando una obra se aprovecha en aquello para lo que ha sido construida y después de haber cumplido con su función durante su vida útil de servicio, es susceptible de cumplir otras funciones, podemos decir que su aprovechamiento ha sido totalmente satisfactorio, es un éxito doble; sin embargo algunas obras se quedan obsoletas antes de darles la función para la que fueron diseñadas, en este caso, al darles un uso distinto, se intenta salvar un fracaso. Estos cambios de utilización de algunas realizaciones provocan importantes modificaciones en los procesos de mantenimiento de las obras e instalaciones, que deben ser estudiados ante las nuevas circunstancias.

Las conducciones de transporte se proyectan habitualmente para una vida útil de 20 años. No obstante es frecuente el caso de prolongar su vida útil más allá de ese período o cambiar las condiciones de servicio (presión fluido transportado) si se han mantenido en buenas condiciones de operación las tuberías e instalaciones auxiliares correspondientes.

No cabe duda que el transporte por tubería resulta económico, por tn/km transportada, por delante del barco, la carretera, el tren y el avión. Además del bajo coste global utiliza como fuente de energía la electricidad, que tiene un alto rendimiento.

El transporte por tubería, también resulta muy seguro para transportar mercancías peligrosas. Desplaza, además, a otros modos de transporte en relación a su interferencia con el medio am-

biente, reduciendo el tráfico en otros medios que estén saturados.

La introducción del gas natural como combustible favorece el desarrollo de la red de gasoductos además de la integración entre países, ofreciendo la posibilidad de favorecer intercambios comerciales Europa-África.

Actualmente los principales usos del transporte por tubería son: el agua (potable o residual), el gas y el petróleo. El gas natural y el petróleo crudo son dos de los productos más habitualmente transportados por tubería, debido fundamentalmente a la ubicación fija de los pozos de producción o puertos de embarque y de las refinerías o puertos de desembarque, así como a los grandes volúmenes transportados.

La tubería puede conducir la mercancía con presión o sin presión. Conducciones clásicas sin presión son las utilizadas para las aguas residuales. Las aguas blancas para riego o consumo humano se transportan cada vez más en tubería a presión, en vez de en canal abierto, y ello por diversas razones, flexibilidad en el trazado, reducción de pérdidas, etc.

No solo mercancías líquidas o gaseosas circulan por tuberías sino también mercancías en polvo o grano fluidificadas con aire pueden hacerse circular por tuberías, como por ejemplo cemento, trigo o maíz.

Comparando el transporte de gas natural con el del petróleo, podemos señalar como diferencias el que el gas se considera un servicio completo, mientras que el petróleo se extrae, transporta, etc. en fases bien separadas. Si comparamos el transporte de petróleo con el del agua, vemos que la longitud de las conducciones para abastecimiento de agua son más pequeñas, aunque el caudal suele ser mayor. La presión es más baja que en los oleoductos, en esas conducciones.

Podemos clasificar el transporte por tubería atendiendo a diversos criterios, resultando de nuestro interés a efectos de tratar los temas relati-

CONSUMOS MEDIOS ESPECÍFICOS DE ENERGÍA POR MODOS DE TRANSPORTE DE MERCANCÍAS

Modo	Consumo específico (tep/t.km)
Oleoducto	7
Marítimo cabotaje	12
Ferrocarril	20
Carretera (grandes vehículos)	30

Fuente: Libro Blanco del Transporte. España, 1979

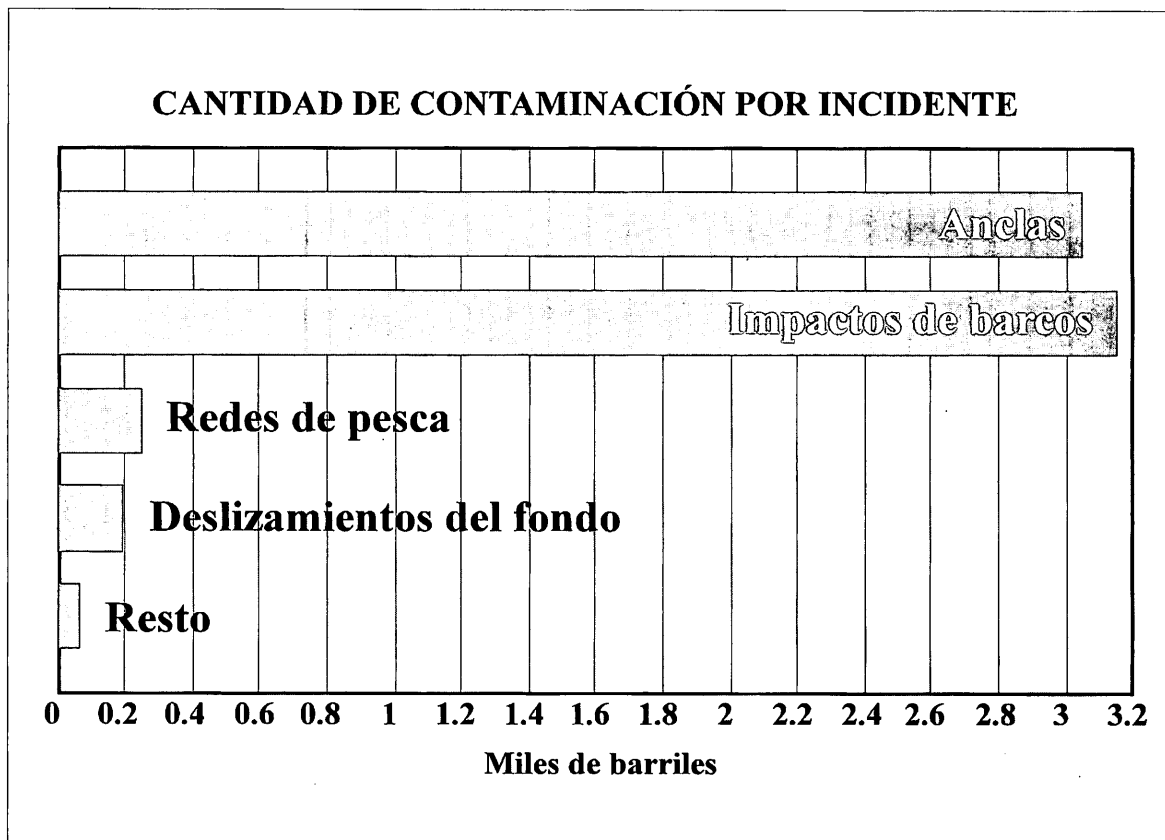


Figura 1.
Contaminación producida en tuberías submarinas, debido a diversas causas de fall.
Fuente: Offshore Pipelines. Houston)

vos a inspección, mantenimiento y reparación, en adelante IMR, la siguiente:

- ▼ Tuberías interiores en edificios, industrias y complejos industriales.
- ▼ Tuberías exteriores
- ▼ Tuberías a presión (baja, media o alta)
- ▼ Tuberías sin presión
- ▼ Tuberías de pequeño diámetro
- ▼ Tuberías de diámetro medio (100, 600)
- ▼ Tuberías de gran diámetro
- ▼ Tuberías rígidas
- ▼ Tuberías flexibles
- ▼ Tuberías con juntas flexibles
- ▼ Tuberías soldadas

También pueden clasificarse las tuberías según el material con que están fabricados sus tubos, plásticos, (PVC, polietileno de alta densidad,...) amianto, cemento, hormigón (en masa, armado, o pretensado), fundición, acero..., o según el tipo o tipos de producto que pueden transportar.

Las tuberías submarinas, de las que tratamos en este artículo son conducciones a presión de diámetro medio o grande. El material de que están

fabricadas y los productos que transportan son muy variables.

Estas tuberías pueden clasificarse a efectos prácticos en DOS tipos:

- ▼ 1. Emisarios submarinos
- ▼ 2. Gasoductos y oleoductos submarinos

Los emisarios submarinos son siempre de trazado perpendicular o cuasi perpendicular a la línea de costa, mientras que en los oleoductos y gasoductos el trazado es variable.

El tratamiento de los aspectos relativos al tema de fugas es bien distinto según el fluido transportado. En el caso del gas las fugas pueden ser peligrosas por su carácter eminentemente inflamable. El del petróleo aun más, ya que a la razón anterior se le añade el impacto medioambiental que puede provocar una filtración de petróleo en el suelo, contaminación del medio marino, etc., circunstancia esta que no se da en el gas.

Las fugas en tuberías de agua no preocupan igual, en cuanto a seguridad, ya que de producirse, el agua simplemente se diluye en el medio circundante y no resulta peligroso para nadie. Un caso aparte son la tuberías que transportan agua a

presión. En éstas, una fuga provoca columnas de agua de muchos metros, por lo que deberían ser cuidadas tanto como las de petróleo por lo que a IMR se refieren.

Se pueden considerar cuatro tipos de causas de fallo en las tuberías submarinas:

- ▼ 1) Corrosión externa e interna (50%)
- ▼ 2) Fuerzas naturales: tormentas, huracanes, deslizamiento de fangos, etc. (14%)
- ▼ 3) Actividades marítimas: anclas, redes, roces de buques, etc. (12%)
- ▼ 4) Otros: todo lo relacionado con fallos de material. (24%)

Los grupos de fallo son independientes del material transportado por la tubería. La corrosión interna es más intensa en las conducciones directas de pozo, que transportan petróleo, gas y agua, debido a que el agua de mar y otras sustancias corrosivas se eliminan más difícilmente.

Los informes realizados sobre causas y consecuencias de estos fallos, han sido en general inexactos por la poca cualificación de muchos de los observadores; y en general es imposible valorar de forma homogénea los daños.

Por lo que se refiere a los aspectos relativos a la contaminación, debemos indicar que aunque parezca extraño, los incidentes producidos por el transporte por tubería submarina han producido una cantidad mínima comparada con otros incidentes. Mientras la corrosión es la causa más importante de fallos en tuberías, casi nunca produce grandes vertidos. La mayoría de ellos vienen provocados por actividades marítimas, y en especial por el tema de anclas, donde siendo mucho menor el número de incidentes sus consecuencias e impacto sobre el medio ambiente son mucho mayores.

2. CONTROL CORROSIÓN

Hace unos 40 años comenzaba a nacer lo que hoy se considera ya como la industria de las tuberías submarinas principalmente en EE.UU., en el Golfo de Méjico y California. Progresivamente se han mejorado las instalaciones en este campo mediante:

- ▼ Nuevos materiales.
- ▼ Diseños más robustos.
- ▼ Técnicas cada vez más eficientes en construcción y operación.

▼ Adecuados planes de IMR (Inspección, Mantenimiento, y Reparación)

Los problemas derivados de la corrosión, aun siendo una de las mayores causas de fallos en la tuberías, no presentan grandes riesgos. Los fallos de corrosión tienden a producir pequeñas fugas y son detectadas a tiempo para prevenir grandes pérdidas de petróleo o gas.

Una vez producida la corrosión en la tubería, el mayor peligro potencial se encuentra en el daño externo de la misma. Otro tipo de daños externos no producen unas consecuencias graves inmediatamente, aunque si pueden hacerlo a la larga, así por ejemplo, las abolladuras no afectan al funcionamiento de la tubería por sí solas, pero pueden acelerar procesos locales de corrosión.

En términos generales, la corrosión produce una serie de pequeños poros, agujeros o grietas en la tubería, que son fácilmente detectables mediante:

- ▼ Inspecciones visuales: En el caso del transporte de gas aparecen burbujas que pueden detectarse mediante vehículos operados remotamente (ROV)
- ▼ Medidores de flujo, velocidad y presión: Son sistemas que pueden trabajar de forma automática, centralizada y continua.

Existen dos problemáticas diferentes por lo que a la corrosión de tuberías se refiere, la relativa a la corrosión interna y la correspondiente a la externa.

CORROSIÓN INTERNA

La corrosión interna se suele dar en zonas bajas de la tubería y en codos ascendentes, donde se almacenan el agua de mar, las bacterias y otros agentes corrosivos.

El fenómeno de la corrosión interna (en estado avanzado) está relacionado generalmente con una variación en las condiciones operativas de la tubería. Los cambios siguientes tienden a acelerar la corrosión y a comprometer la integridad de la conducción:

- a) Las bajas temperaturas tienden a acentuarla. Se produce un incremento de condensación de gases y líquidos, que conduce a un aumento de la corrosión en puntos profundos y en aguas frías.

b) La conexión de nuevos medios a las tuberías existentes puede aumentar significativamente el riesgo de corrosión. Esto es debido a los altos niveles CO_2 y H_2S , para los cuales, las tuberías no fueron inicialmente diseñadas.

c) Las temperaturas de operación en nuevas líneas de flujo tenderán a aumentar incrementando la diferencia de las mismas con la del agua, lo cual puede conducir a una aceleración de la corrosión producida por microorganismos.

d) Los cambios en la composición del fluido (transporte polifásico, etc.) o de la temperatura (cambios en las condiciones de explotación) pueden alterar o acabar quitando las capas protectoras interiores del tubo contra la corrosión.

Si cambia la composición o la temperatura de los fluidos transportados pueden alterarse o incluso eliminarse las capas de protección contra corrosión, produciendo un incremento en el grado de corrosión sobre la superficie de la tubería.

La corrosión interna es más difícil de localizar y cuantificar que la externa, debido principalmente a la relativa inaccesibilidad de los puntos intermedios de acceso en las tuberías submarinas, caso de existir.

La forma más común de localizar los problemas de corrosión interna es a través de rascadores. Actualmente los más utilizados son los llamados "rascadores inteligentes", también llamados "smart pigs", que permiten la denominada ILI, "In Line Inspection", tecnología que actualmente se encuentra en un acelerado proceso de desarrollo.

Los métodos utilizados en identificación y solución de los problemas derivados de la corrosión interna son:

▼ 1) *Rascadores*: Los rascadores de limpieza, en sus diversas formas (gomas duras o esferas de plástico inflable o dispositivos cilíndricos que viajan con el flujo del producto) se usan para mover sustancias extrañas hacia algún lugar corriente abajo donde son sacadas del sistema. Los materiales recuperados se analizan para determinar la adecuación de las medidas de control de la corrosión interna

En muchos sistemas de conducciones submarinas, el uso de rascadores es muy difícil o incluso imposible, dado el reducido diámetro de ciertas conducciones antiguas y ángulos excesivos; donde sea posible su uso, constituye un importante medio para incrementar la eficien-

cia en el control de la corrosión interna y usado por la mayoría de los operadores de tuberías.

▼ 2) *Inhibidores de la corrosión en el seno del propio gas*. Los fluidos son a menudo controlados de forma continua en ambos extremos de la tubería, debido a los productos corrosivos que contienen. Pequeñas piezas de sacrificio sumergidas en el flujo de gas o líquido, pueden ser extraídas para chequear la extensión de la corrosión interna; la información analítica resultante se usa como base de programas de inyección de inhibidores de corrosión. Las tuberías de gas generalmente utilizan inhibidores de corrosión, mientras que las de líquidos pueden confiar en el flujo del líquido para mantener el agua ocluida en suspensión, limitando así la acumulación de sustancias corrosivas sobre las paredes de la tubería. Algunas veces es posible obtener una indicación general del grado de la actividad de la corrosión en un sistema de tuberías, mediante el control del contenido de hierro en el agua, emitido desde dicho sistema; un alto contenido de hierro indicaría la necesidad de una vigilancia más detallada y una acción que solucione los previsibles problemas.

CORROSIÓN EXTERNA

La corrosión externa es más frecuente en aquellas zonas donde existe mayor movilidad del agua y de los sedimentos, es decir, en las zonas de posible impacto, y en las proximidades de la superficie del mar, donde la acción de las olas y las corrientes puede degradar la tubería más fácilmente, es decir en la zona de aguas someras y de forma muy especial en la zona de rotura del oleaje.

Los problemas debidos a la corrosión externa se acentúan principalmente por el incremento de la temperatura. Esto es debido a que:

▼ Las capas protectoras exteriores funcionan por debajo de los 120 °C.

▼ Los ánodos de zinc sufren "corrosión" intergranular por encima de los 50 °C (en el caso de protección catódica).

▼ Los ánodos de aluminio dejan de funcionar por encima de 80 °C. (protección catódica).

Además un medio ambiente cálido favorece la aparición de problemas, por lo que los planes IMR

en países y zonas cálidas debieran ser más estrictos por lo que al control de la corrosión se refiere que en los países fríos

Los métodos utilizados comúnmente para detectar la corrosión exterior son:

▼ Inspección visual: Mediante vehículos operados remotamente (ROVs). Estos vehículos son usados comúnmente para acceder a las condiciones físicas externas de tuberías enterradas; equipados con aparatos de rastreo magnético y controlados desde la superficie, estos vehículos siguen la tubería proporcionando inspecciones visuales de la tubería y las condiciones del fondo a lo largo de la ruta de la misma.

▼ Medida de potenciales: Se utilizan para conocer los niveles de protección catódica de las tuberías. Los tres métodos más extendidos son:

I. "Vehículo remolcado o cable arrastrado" (Towed vehicle/Trailing Wire). La inspección se lleva a cabo haciendo una conexión de prueba a la tubería en un punto accesible tal como una tubería ascendente a una plataforma o una estación en tierra. Alternativamente, la vigilancia se realiza con una conexión de referencia a un electrodo estacionario situado en el fondo del mar en un punto donde se conoce el potencial de la tubería. Un electrodo de referencia de plata/cloruro de plata, se remolca sobre la tubería desde una embarcación mientras se mantiene la conexión de referencia. De esta forma el potencial entre la tubería y el electrolito (P/E) se mide y graba mediante un sistema de adquisición de datos computerizado. El potencial obtenido se visualiza en un terminal de vídeo y se plotea posteriormente.

Para obtener la posición del barco de inspección debe utilizar un sistema de posicionamiento de precisión, el cual debe ser integrado electrónicamente con el sistema de adquisición de datos

En aguas poco profundas se utiliza un magnetómetro portátil para localizar las tuberías, consiguiendo más precisión si además se emplea conjuntamente algún equipo electrónico de medida de distancias.

Mediante este sistema se obtiene el nivel general de protección catódica relativa al criterio N.A.C.E. de -800 milivoltios a Ag/AgCl.

II. "Inspección mediante electrodo remoto asistido por ROVs" (ROV Assisted Remote Electrode Survey). Este es método más conocido entre todos aquellos que utilizan además ROVs. Permite obtener una información visual de los ánodos de sacrificio.

Este tipo de inspección mide el potencial entre un electrodo de Ag/AgCl colocado sobre la tubería y un electrodo "remoto" colocado cerca de la superficie del mar por encima de la tubería. Este sistema de medida suele utilizarse junto a medidas de potencial de contacto directo (P/E) en ánodos y otros puntos accesibles para conseguir un resultado de potencial P/E continuo.

Al comienzo de la inspección por electrodo remoto, se mide un potencial P/E de contacto directo en un punto accesible (como por ejemplo un ánodo de brazaete). Simultáneamente, el potencial entre el electrodo próximo a la tubería y el electrodo montado en el sumergible queda grabado. Después los dos electrodos se bajan a la tubería y el potencial entre electrodos va grabándose continuamente. El potencial P/E en un punto cualquiera viene dado por el potencial grabado por contacto directo más el voltaje equivalente entre el tramo y los electrodos remotos en el punto de contacto directo, menos el potencial entre los electrodos remotos y próximos a dicho punto

Una importante ventaja de esta técnica es el aumento de sensibilidad a cambios menores en el potencial. La distancia exacta a los ánodos y otras anomalías detectadas depende de la calidad del aislamiento de la tubería y de la actividad del ánodo.

III. "Inspección mediante cable arrastrado asistido por ROVs" (ROV Assisted/Trailing Wire Pipeline Survey). Esta técnica usa los mismos principios que el primer método que hemos visto, pero en este caso se utiliza un ROV en vez del sumergible remolcado, para llevar los electrodos de referencia a lo largo de la tubería. Todos los cables y los datos obtenidos se controlan desde el barco de apoyo, conectado por un umbilical con el ROV.

A diferencia del método del electrodo remoto, este sistema usa una conexión de referencia directamente a la tubería o a un electrodo estacionario situado en el fondo del mar. Habitualmente se utiliza una conexión directa a la

tubería cuando la inspección comienza próxima a la tubería ascendente de la plataforma.

▼ **Gradiente del campo eléctrico (EFG):** Suele hacerse generalmente junto a medidas de potencial obtenidas mediante ROVs. Las medidas EFG se realizan midiendo el potencial entre dos electrodos situados a una distancia conocida a un plano perpendicular a la tubería. Normalmente se acoplan dos o más electrodos sobre un ROV alineado de forma normal a la tubería. Los electrodos se separan dependiendo del equipo más o menos.

Es necesario que un operador utilice un sensor "en T" rotatorio con dos electrodos para medir EFG. El sensor rota para eliminar errores producidos por la desviación del potencial del electrodo en el trayecto de la inspección. Mediante esta técnica se pueden alcanzar precisiones de 1 microvolt./cm.

Estas medidas se utilizan para detectar cambios en la densidad y dirección de todos los puntos a lo largo de la tubería, lo que permite encontrar anomalías tales como ánodos estropeados, fallos en el aislamiento, etc.

Los principales sistemas de prevención de la corrosión externa son:

▼ 1) *Protección catódica:* Es el principal método para evitar los procesos electroquímicos de este tipo de corrosión. Se basa fundamentalmente en aplicar un pequeño voltaje a la tubería, desde una fuente exterior de energía o a través de una reacción electroquímica de dos metales distintos, usando el agua del mar como electrolito.

Los primeros tipos de sistemas de prevención catódica contra la corrosión, usaban unos ánodos de localización única que duraban 10 ó 15 años, pasados los cuales se reemplazaban por unos nuevos. Uno de los problemas de este sistema era la interrupción en el flujo eléctrico, que había que paliar con el uso de generadores sobre plataformas; aunque interrupciones ocasionales y breves no resultan importantes, la relativa inaccesibilidad de los generadores provocaba demoras más largas de lo deseable. Otro problema planteado consiste en la comprobación de la corrosión en los puntos intermedios entre ánodos.

Actualmente la protección catódica "de sacrificio" es el método más común; esto implica el

uso de ánodos de un material sacrificable tal como el aluminio o el cinc, unidos eléctricamente y en contacto con la tubería con brazaletes u otro sistema. Estos ánodos son dimensionados y espaciados a lo largo de la tubería para aportar una protección catódica para al menos 25 ó 30 años, teniendo en cuenta anticipadamente la extensión del daño en el aislamiento, el grado de reducción del ánodo y otros factores. El inconveniente de este sistema es que los ánodos agotados no se pueden cambiar rápidamente como se hacía en el sistema antiguo. Además, los ánodos de las tuberías más pequeñas sin aislamientos pesados, se pueden dañar durante la instalación de la tubería, haciéndolas inoperantes y reduciendo el factor de seguridad diseñado en el sistema. En tuberías grandes, que es el caso más común, el diámetro exterior del ánodo es el mismo que el del aislamiento pesado, reduciendo los posibles daños de la tubería por el exterior, y facilitando las labores de tendido, permitiendo hacerlas con utillaje para diámetro exterior homogéneo.

▼ 2) *Enfundado externo del tubo:* mediante la aportación de una protección añadida que mejore lo que se refiere a la corrosión externa, y sobre la cual se coloca la protección mecánica.

Existen detractores de este método puesto que el enfundado oculta a la inspección los posibles problemas que pudieran aparecer, y además, caso de no existir un buen contacto entre la tubería y su funda, podrían acelerarse procesos localizados de corrosión.

En general, la experiencia demuestra que los métodos empleados han sido suficiente para evitar la corrosión externa en un período de hasta 25 años.

3. VERIFICACIÓN DE LA UBICACIÓN DEL TENDIDO

Los principales fenómenos que afectan a variación de la ubicación inicial de las tuberías submarinas son los derivados de la dinámica litoral. Producida, como es sabido, por los procesos de rotura del oleaje. Afecta a una zona comprendida entre la línea de costa y la zona de Cornaglia.

Los movimientos y corrimientos de la ladera de los fangos del fondo, son otro motivo de preocupación, así como las corrientes marinas.

Las tuberías situadas en zanjas que discurren paralelamente a la línea de costa, pueden ser cubiertas y estabilizadas por sedimentos de forma muy lenta, comparadas con las que lo hacen de forma perpendicular. Algunos temporales pueden descubrir las tuberías, si no están convenientemente lastradas o ancladas, comprometiendo su estabilidad estructural.

Los métodos disponibles para verificar la ubicación real de las tuberías en el fondo son:

I. Si la tubería está, o debiera estar, enterrada en zanja:

- ▼ a) Detectores de metales: Cuando el tubo está recubierto, lo más común es usar magnetómetros y gradómetros instalados generalmente sobre vehículos operados remotamente (ROVs). En zonas de poca profundidad el tubo se mete en zanja sin cubrir, que los sedimentos movilizados por la dinámica litoral cubren en un breve plazo de tiempo.
- ▼ b) Sísmica por reflexión de baja penetración y alta resolución.

II. Si la tubería está simplemente tendida, sin recubrimiento de arena:

- ▼ a) Inspección visual: Mediante ROVs.
- ▼ b) Sonar de barrido lateral de alta precisión, con o sin corrección de imagen lateral.
- ▼ c) "Sea Map Flooring", sistema integrado de sonar y batimetrías.

Tanto en los casos de tubería enterrada en zanja, como en los de tubería tendida, resulta imprescindible contar con una cartografía de referencia que permita conocer la presencia de zonas peligrosas; que no solo avisen de plataformas y demás aparejos, sino también de las tuberías, secciones expuestas, accesorios de ajuste, etc.

La actual disponibilidad de cartografía electrónica digital permite la comprobación de eventuales desplazamientos de las tuberías en el fondo del mar, cuyas causas, caso de producirse, deben ser analizadas.

Las investigaciones en curso entre la Universidad Politécnica de Madrid, y la Universidad de Munich para la utilización del DGPS (GPS dife-

rencial) de alta precisión en la zona de aguas someras abre un conjunto nuevo de posibilidades del más alto interés para las actividades IMR de tuberías submarinas, en particular en la zona de aguas someras.

Los condicionantes iniciales que deben tenerse en cuenta a la hora de colocar nuevas tuberías submarinas, para garantizar su estabilidad durante su vida útil son:

- ▼ Características morfológicas, geológicas y geotécnicas del suelo.
- ▼ Corrientes submarinas de fondo.
- ▼ Tráfico marítimo.
- ▼ Grado de erosión de la línea de costa.
- ▼ Profundidad de zanja inicial.
- ▼ Peso de los distintos elementos constitutivos de la conducción.
- ▼ Elementos estabilizantes adicionales (intervenciones en el fondo, apoyos, anclajes y protecciones).
- ▼ Identificación de zonas de fondeo.
- ▼ Identificación de zonas de pesca de arrastre.

Las tuberías enterradas deben ser diseñadas y construidas de forma que mantengan su profundidad inicial mínima a lo largo del tiempo, lo que exige un conocimiento preciso de las variaciones estacionales de los perfiles de equilibrio de las formas costeras de depósito.

A continuación se muestra un esquema del proceso integrado adecuado para el proyecto y tendido de una tubería (figura 2).

El esquema anterior debe repetirse de forma análoga una vez construida, tendida y probada la tubería, de forma periódica, para asegurar su operación segura durante su vida útil (plan de inspección, mantenimiento y reparación, IMR).

A ello debe añadirse que una vez definida y tendida la conducción resulta imprescindible para el posterior análisis de posibles movimientos de esta, conocer con precisión su ubicación inicial, lo que requiere el uso de técnicas de posicionamiento de alta precisión.

Para ello y a fin de evitar los errores sistemáticos de posicionamiento, resulta necesario utilizar los mismos puntos de referencia en tierra en todas las campañas marinas IMR y emplear preferiblemente el mismo tipo de material de posicionamiento.

Con todo lo expuesto, el control de la estabilidad de la ubicación de una conducción subma-

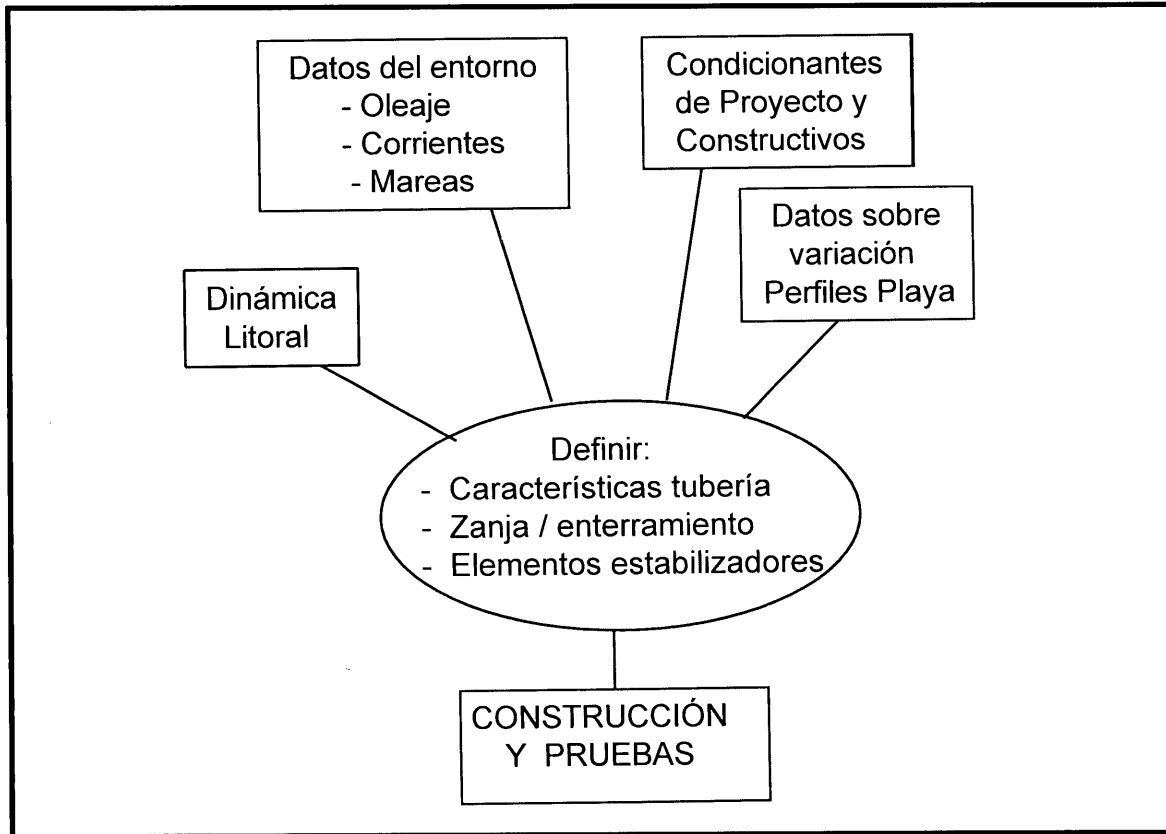


Figura 2.
Esquema del proceso integrado adecuado para el proyecto y tendido de una tubería submarina.

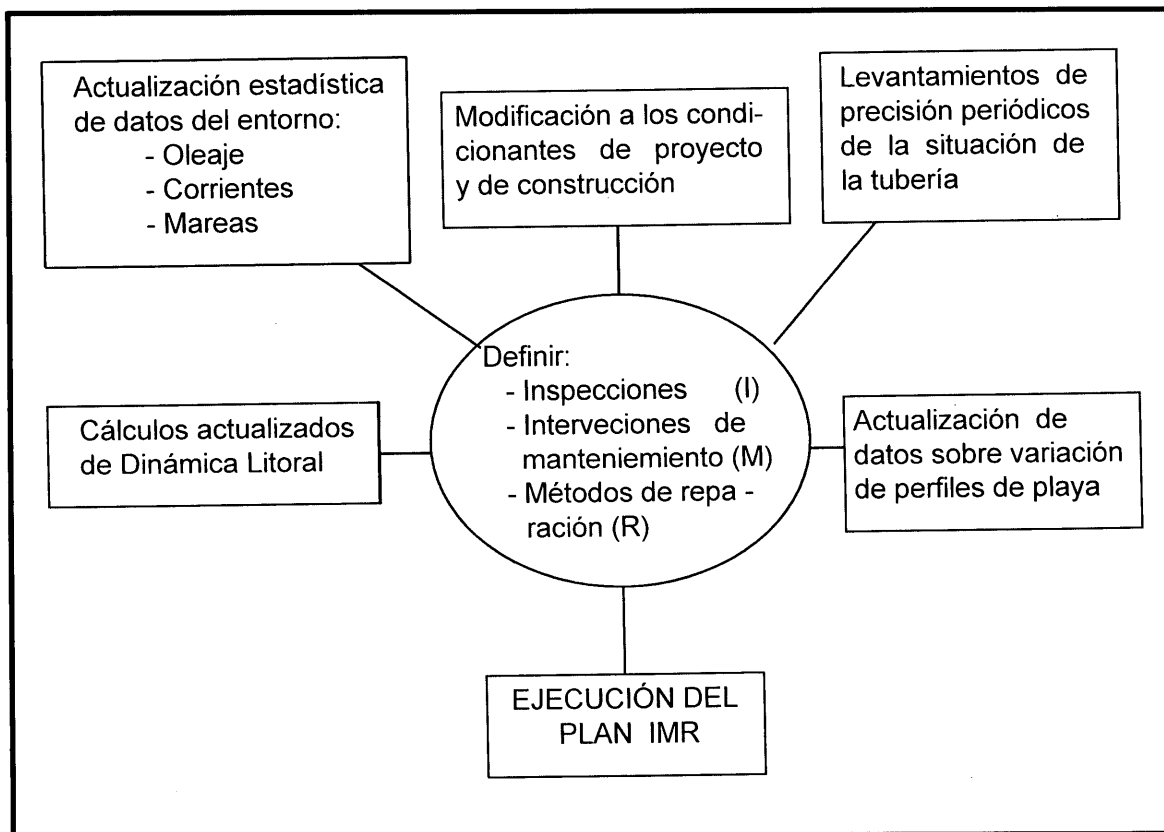


Figura 3.
Esquema del proceso integrado adecuado para las actividades de IMR en tuberías submarinas.

rina llevaría a un proceso integrado para la inspección, mantenimiento, y eventual reparación, de la misma, de acuerdo con el esquema representado en la figura 3.

4. ANCLAS, REDES Y GOLPES DE BUQUES

Cuando nos encontramos en zonas de anclaje de barcos de operación, servicio y mantenimiento de actividades relacionadas, en zonas próximas a instalaciones de extracción de gas o petróleo, mar adentro o en zonas densamente pobladas de tuberías, como en algunos lugares del Mar del Norte, es necesario mantener unas particulares condiciones operativas que nos ofrezcan seguridad frente a posibles accidentes de este tipo.

Las mejores soluciones para los posibles problemas creados por la probabilidad de impacto de anclas y redes de arrastre son:

- ▼ a) Señalar las zonas de riesgo, clasificándolas (alto / medio / bajo).
- ▼ b) Hacer "corredores de tuberías" en zonas de alta densidad de tuberías.
- ▼ c) Mapas de localización de tuberías de alta precisión.
- ▼ d) Sistemas de localización y aviso en zonas de alto riesgo. Se detecta mediante radar y a continuación se le notifica por radio.
- ▼ e) Recubrimiento del tubo en zonas de poca profundidad o zonas de fondeo.
- ▼ f) Instalación de arrecifes artificiales (Proyecto UPM).

Las zonas de máximo riesgo para este tipo de problemas en las tuberías submarinas, podemos considerar son:

- ▼ Zonas de poca profundidad: donde pueden darse golpes con barcos, daños producidos por anclas, redes de pesca, etc.
- ▼ Zonas de fondeo o pesca: por problemas con anclas y redes también.
- ▼ Zonas cercanas a las plataformas o zonas de alta densidad de tuberías.

En tuberías antiguas sin lastrado exterior de hormigón, y no enterradas pueden producirse abolladuras en los accidentes.

Las posibles abolladuras pueden detectarse por el mismo procedimiento empleado en la comprobación de carencia de las mismas que se pro-

duce tras el tendido de tuberías submarinas, mediante el paso de rascadores calibrados.

5. MÉTODOS SUBMARINOS DE REPARACIÓN DE TUBERIAS

En general cabe discernir en los métodos para la reparación de conducciones submarinas entre aquellos que utilizan la acción directa de la mano del hombre y los que emplean instrumentos accionados remotamente.

Generalmente los primeros van asociados a las reparaciones en bajas profundidades, y los últimos son de aplicación obligada a partir de aquellas profundidades que no son accesibles a los buceadores.

No obstante el desarrollo de los elementos de reparación no tripulados y las ventajas derivadas de su uso hace que estos se apliquen incluso en profundidades fácilmente alcanzables por el hombre.

Así pues, distinguiremos entre:

- ▼ a) Buzos.
- ▼ b) Sistemas remotos.

a) Buzos: Desde las primeras reparaciones mediante buzos, hasta nuestros días, la tecnología ha avanzado enormemente. Aunque en determinadas situaciones (generalmente de escasa magnitud), sigue siendo necesario el uso de buzos, con equipos mucho más sofisticados que los de antes.

Actualmente se ha conseguido eliminar los efectos de la presión sobre los buzos (permitiendo bajar a mayores profundidades), los riesgos y los costes asociados a estas prácticas. Esto ha permitido una enorme facilidad para actuar en el entorno submarino. Progresivamente se ha ido evolucionando hacia los trajes rígidos de buceo, que operan a 1 atmósfera de presión incluso a profundidades de casi 400 m.

Estos trajes incluyen circuito de oxígeno con hasta 54 horas de autonomía, lastres, conexiones umbilicales, equipos de comunicaciones que los mantienen en contacto con el barco nodriza, etc. Además se les pueden acoplar sistemas de propulsión que les permiten tener una buena libertad de movimientos.

Mediante la utilización de estos trajes, es posible aplicar soldaduras hiperbáricas en el fondo, directamente.

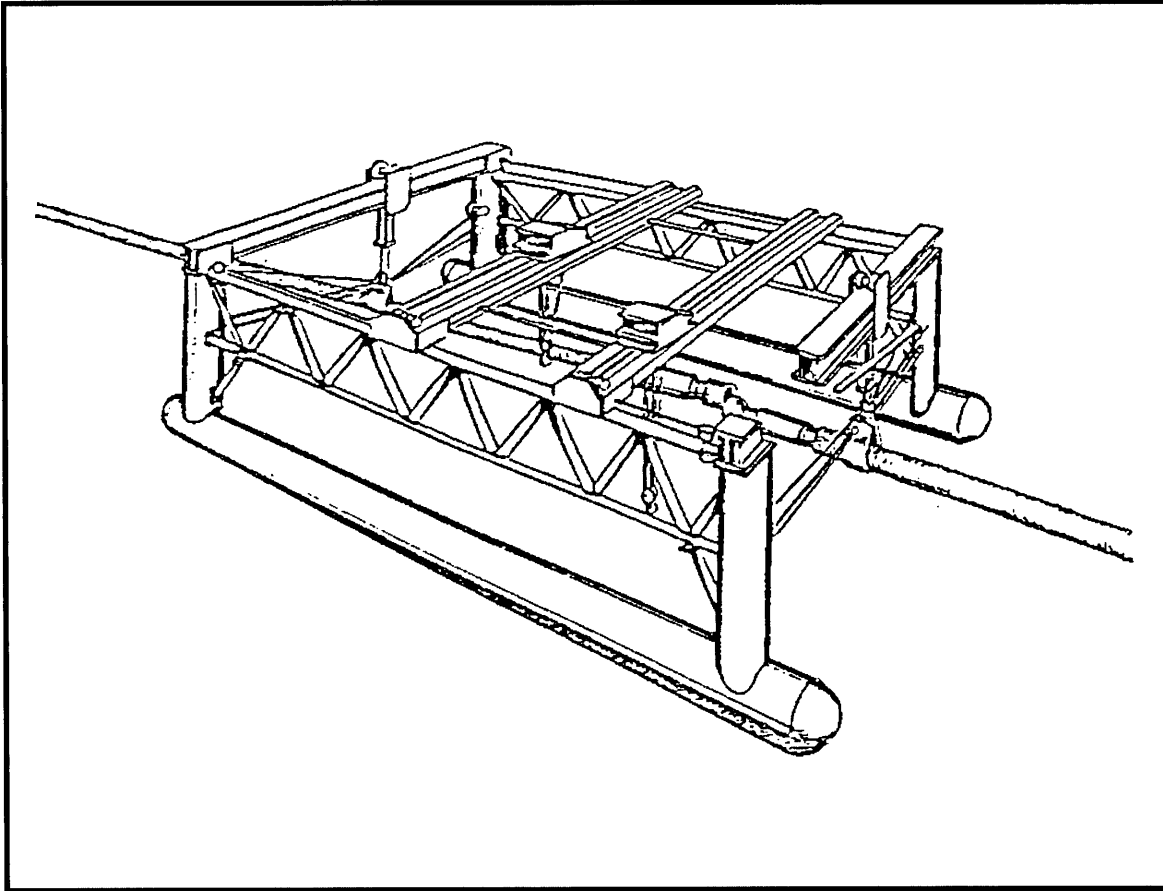


Figura 4.
Estructura simple de manipulación para el manejo de conectores mecánicos de tubería.

No obstante siempre que ello resulte posible los sistemas de operación remota suelen ser más convenientes, en general más económicos, menos engorrosos y más seguros para el hombre.

b) Sistemas remotos: La planificación adecuada de su uso hace necesario determinar claramente:

▼ El equipo de apoyo, tanto en superficie, como bajo el mar; que debe estar disponible y el que tiene por qué estar siempre preparado en la zona formando parte del programa de reparaciones, si pudieran conseguirse barcos de apoyo y buzos de emergencia, etc., en períodos aceptables de tiempo.

▼ Las técnicas y los instrumentos de reparación a emplear en cada situación, así como el equipo que debe estar preparado en la zona para ser utilizadas en cualquier momento.

Los dos principales métodos remotos de reparación son:

- ▼ Conectores de tubería mecánicos.
- ▼ Grapas de aislamiento.

Conectores de tubería mecánicos: Tienen la ventaja, frente a las grapas, de poderse almacenar por tiempo indefinido y su instalación puede llevarse a cabo tanto mediante buzos, como con sistemas remotos (según tipos de conector).

Resulta recomendable disponer de varios tipos de conectores diferentes, al menos dos, para paliar eventuales situaciones de emergencia.

Las llamadas "estructuras de manipulación" deben incluirse en el inventario de equipo disponible, y su propósito es manipular en el fondo las tuberías (para su alineación, etc.) y colocar los conectores adecuadamente en los extremos de la tubería.

Deben utilizarse estructuras simples para manipular tuberías de hasta unas 16 pulgadas y estructuras de tres miembros para tuberías mayores, (hasta 42 pulgadas).

Podemos ver un ejemplos de ambos tipos en las figuras 4 y 5.

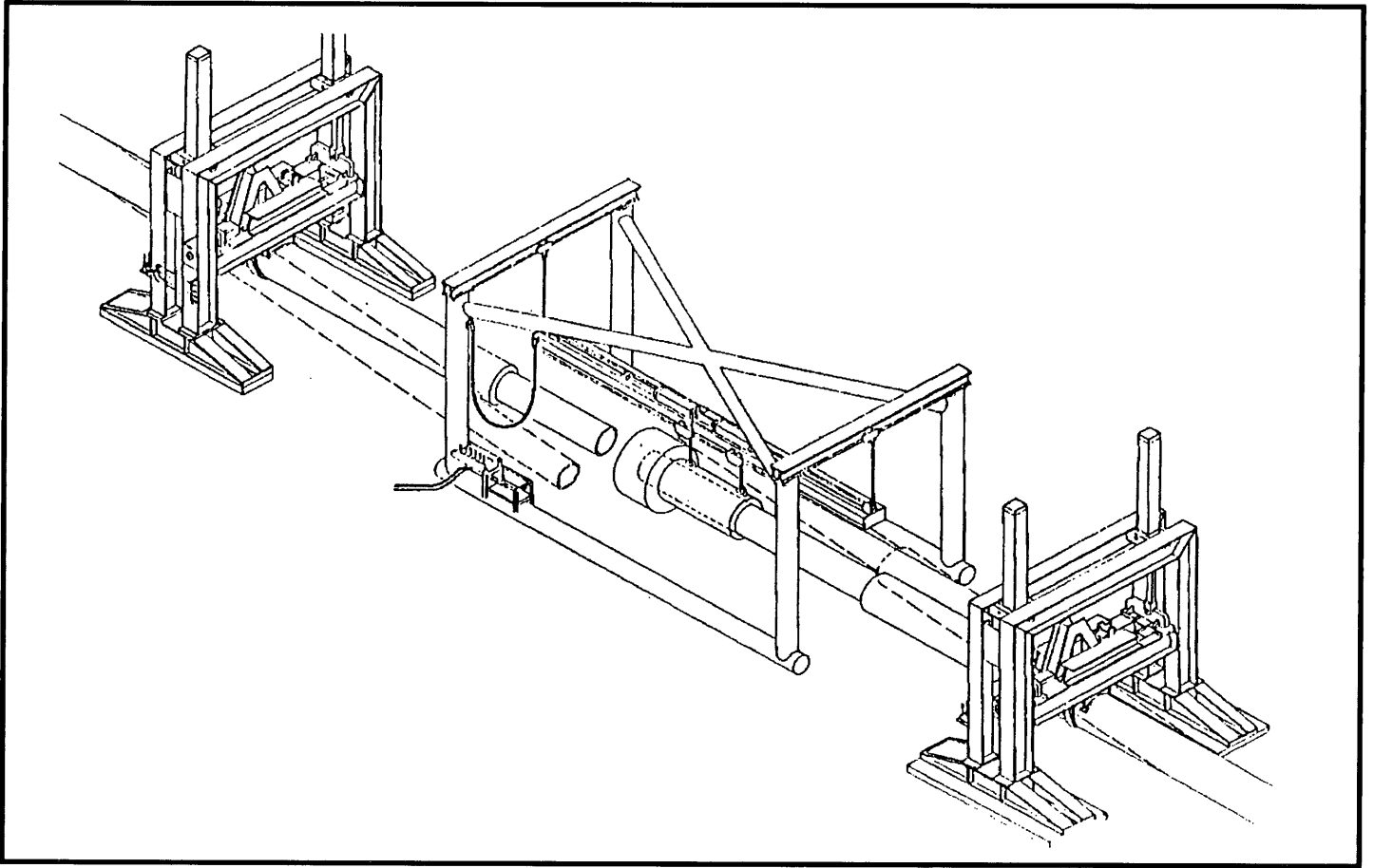


Figura 5. Estructura de tres miembros para el manejo de conectores mecánicos de tubería.

Para almacenar los equipos es necesario respetar unas medidas mínimas de precaución, para que estén disponibles al producirse la indeseable emergencia:

- ▼ Circulación de aire (que mantenga un ambiente razonablemente seco).
- ▼ Tener la mínima cantidad de ozono (lejos de motores eléctricos, etc.)
- ▼ Las estructuras de manipulación submarina deben estar próximas (en la costa) por su dificultad para ser transportadas por carretera debido a su peso y dimensiones.

El método operativo de reparación de una fuga puede resumirse en los siguientes puntos:

1. La fuga es localizada y se determina que es necesario este sistema de reparación.
2. La tubería es cortada y la sección dañada retirada. El hormigón y los revestimientos de

los extremos que quedan de tubería también se retiran.

3. Se acoplan a los extremos de la tubería las piezas de reparación.
4. Se añade el nuevo tramo de tubo con las piezas de unión soldadas a él.
5. Dicho elemento se mueve hasta alinearlos con la tubería a reparar.
6. Las piezas de reparación se unen y los cierres se verifican.
7. La tubería ha quedado reparada.

Grapas de aislamiento: Es otro método de reparación de tuberías submarinas muy utilizado. El proceso de aplicación es el siguiente:

1. Se localiza la fuga, determinando que su tamaño es menor al diámetro de la tubería y que la resistencia axial de la misma no se ha reducido considerablemente.
2. El área es limpiada y se retiran el hormigón y todo tipo de revestimiento que exista.
3. La "grapa" es sumergida hasta esa posición (abierta) y colocada en la tubería.

4. Finalmente, la "grapa" se ajusta y los cierres se sellan entra la cavidad anular (cuando la tubería no está perforada). Si es necesario, dicha cavidad puede rellenarse con mortero de epoxy para darle una protección y estabilidad adicionales

6. CONCLUSIONES

En EE.UU. aproximadamente un 25 % del gas natural producido se transporta mediante gasoducto submarino y más de un 11 % del petróleo crudo se transporta por conducciones submarinas.

En España actualmente tan solo existen conducciones submarinas para petróleo entre las pocas plataformas de producción petrolífera que tenemos (Plataformas Casablanca y Gaviota) y algunas monoboyas de descarga de crudo en puerto y los depósitos correspondientes, (por ejemplo en el Puerto de Málaga) y de gas en Barcelona, estando previsto en el próximo futuro la entrada en servicio del gasoducto del Magreb que incluye un importante tramo submarino de 49 km. de longitud y 390 m. de profundidad máxima.

La longitud de Costa Española, y la distribución de la población, muy concentrada en una estrecha franja litoral hacen de los emisarios submarinos una importante materia de atención, que será objeto de consideración por los autores de este artículo de forma independiente, no obstante lo cual, queremos dejar indicado la importancia que los movimientos estacionales de los perfiles de las formas costeras de depósito, tienen en las tuberías cuyo trazado discurre casi perpendicularmente a la línea de costa, así como en los de trazado paralelo a baja profundidad (<15 m.).

Por lo que se refiere a los gasoductos y oleoductos estos tradicionalmente vienen construyéndose con tuberías de acero con junta soldada, con o sin hormigón de lastre y con algún sistema de protección contra la corrosión.

Todas las tuberías, en general, en la zona de transición tierra mar deben enterrarse por debajo del límite inferior de la envolvente de los posibles perfiles de variación estacional e hiperanual del perfil de playa, correspondiente a la vida previsible y al riesgo admisible de la conducción considerada.

Lamentablemente no existe una base de datos nacional ni internacional donde estén recogidas las incidencias ocurridas a las conducciones submarinas, ni de los emisarios submarinos, animando desde aquí a las Administraciones correspondientes a

su establecimiento pues de existir podrían planificarse las acciones IMR desde una óptica de optimización técnico económica.

En EE.UU., solamente, existen más de 35.000 km. de conducciones submarinas de gas o petróleo crudo, dentro de sus aguas jurisdiccionales, concentradas principalmente en el Golfo de Méjico, y en las Costas de California y Alaska. En la actualidad existen conducciones tendidas a más de 500 m. de profundidad, (en España a 390 m) y proyectos que pretenden realizar tendidos a 1.000 m. de profundidad.

Afortunadamente la siniestralidad de las conducciones submarinas de gas y petróleo es baja, pero su impacto económico es alto, y en el caso de las de petróleo crudo su impacto ambiental merecedor de especial consideración, aunque siempre menor que el producido por el siniestro marítimo de un buque petrolero, motivo por el cual las actividades IMR deben estar dotadas del presupuesto adecuado a cada situación.

La gravedad del impacto producido por el posible siniestro está directamente relacionada con la causa de este, así por ejemplo, las fugas producidas por corrosión generalizada son de volumen reducido en comparación con las provocadas por el impacto de un ancla o una red de pesca de arrastre, o como consecuencia de una acción sísmica excesiva.

Según un informe del National Reserch Council de los EE.UU. de un total de 1.058 siniestro registrados entre 1967 y 1990, tan solo 11 produjeron el 98 % de la polución provocada, siendo estos 11 producidos por interferencias de buques con la tubería. Los 1047 siniestros debidos a la corrosión causaron tan solo el 2% de la polución.

No obstante y a pesar de su reducido impacto medioambiental, los problemas derivados de la corrosión constituyen la principal causa de preocupación de las conducciones submarinas, procesos estos que pueden ser adecuadamente controlados mediante un correcto plan de monitorización IMR.

El tramo correspondiente a las aguas someras constituye, sin duda, el lugar que precisa una máxima atención, puesto que si bien no es elevado el número de siniestros, estos concentran la mayoría de los problemas creados.

En zonas someras de fondo móvil los problemas se agravan debido a las variaciones estacionales del perfil de equilibrio, cuya monitorización resulta imprescindible para evitar posibles futuros graves problemas, constituyendo las herramientas DGPS un eficaz instrumento de ayuda para estas actividades.

El objetivo principal de los planes IMR consiste en minimizar los impactos económicos y ambientales derivados de los riesgos de siniestro de las conducciones, pudiendo reducirse estos a mínimos sobradamente aceptables haciendo los oportunos esfuerzos preventivos de INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO, garantía de un eficaz servicio de la conducción correspondiente.

Por ello es importante conseguir, y esperamos que este artículo sea un medio para ello, la concienciación de todos los agentes que intervienen en el diseño de conducciones submarinas, en especial a las autoridades de la Administración y las compañías operadoras, de la necesidad de establecer programas IMR adecuados, cuyo coste es poco relevante respecto a la inversión total y muy inferior a los daños que previenen o evitan, y por tanto la elevada rentabilidad económica y financiera.

BIBLIOGRAFÍA

- Anselmi, A.**, 1993. UK Experience in Offshore Pipeline Operations. The 2nd British Gas Int. Pipeline Pigging Conf., Newcastle upon Tyne, UK.
- Baker, D.W.**, 1993. Pipelines Across The Strait of Gibraltar. DOT Conf., Montecarlo.
- Borcherding, G. And Knutsen, C.**, 1987. Ekofisk-Emden Gas Pipelines: Problems Encountered with Pipeline Exposure in the Nearshore Area. Offshore Oil and Gas Pipeline Technology Conference, London.
- Breivik, J.**, 1994. Troll Oljeror - a Unique Technical Challenge. Seminar on Pipeline Technology in the 1990's, London.
- Broussard, L.**, 1992. Presentation to Committee on Safety of Marine Pipelines. December 2. Houston, Texas.
- Bruschi, R., and Vitali, L.**, 1994. Recent Advances in Offshore Pipeline Technology. The 4th Int. Offshore and Polar Engineering Conf. Osaka.
- Bruschi, R., Curti, G., Marchesani, F. And Terseletti, E.**, 1993. The MASPLUS Project: Methodologies for Adapting Submarine Pipelines to Very Uneven Seabeds. Proc. Of the 12th Int. Conf. On Offshore Mechanics and Arctic Engineering, Glasgow.
- Darwin, R. C.**, 1992. Presentation by Shell Oil Company, Pipeline Control Systems. Committee meeting. Houston, Texas.
- Diverless Clamp Pipe Repair Development**, 1992, American Gas Association Report, Upending approval, Project PR-201-019.
- Vantsov, Prof O.M, Miroshnichenko**, Reliability and Internal Inspection of Pipelines. Pipeline Pigging and Integrity Monitoring Conference. Aberdeen, Nov 1990.
- Jolly, W. D., T. B. Morrow, J. F. O'Brien, H. F. Spence, and S. J. Svedeman.**, 1992. New Methods for Rapid Leak Detection in Offshore Pipelines. Final report, prepared for Minerals Management Service. Contract 14-35-0001-3-613. San Antonio, Texas: Southwest Research Institute. April.
- Langner, C. G. and Ayers, R. R.**, 1985, The Feasibility of Laying Pipelines in Deep Waters, ASME, Proceedings of the Fourth International OMAE Symposium, Dallas, v. I, February, pp. 478-489.
- Mandke, I. S.**, 1990. Corrosion causes most pipeline failures in Gulf of Mexico. Oil and Gas Journal. October 29. pp. 40
- Palmer, A.**, 1994. Deep Water Pipelaying. Meeting of the Insituty of Marine Engineers and Royal Insitution of Naval Architects, Joint Offshore Group, London.
- Palmer, A.C., Baudais, D.J., and Masterson, D.M.**, 1979. Design and Installation of an Offshore Flowline for the Canadian Arctic Islands. Proceedings, 11th Offshore Technology Conference, Houston, Texas, Vol. 2, pp. 765-772.
- Research and Special Programs Administration**, 1992. Instrumented Internal Inspection Devices (A Study Mandated by P.L. 100-561). Washington, D.C.: U.S. Department of Transportation.
- Sydberger, Thomas**, "Evaluation of Inspection Methods for Offshore Pipeline Cathodic Protection Systems", Det Norske Veritas (1982).
- Taylor, B.S.G, Wallace, I.G, and Ward, A.**, The response to Piper Alpha: Recent Offshore safety developments in the U.K. Paper No. OTC 6629, OfEs-hore Technology Conference, Houston, Texas - May 91.
- The Technology of Submersible Remotely Operated Vehicles**, 1991, American Gas Association Report, Project PR-204-912.
- Weldon, C.P. and Weldon, F.C.**, "Methods for Monitoring Effectiveness of Cathodic Protection on Offshore Pipelines", paper presented at the Middle East Corrosion Conference, Bahrain, May 1983.
- Williamson, W.**, 1995. Overview of ICS Pipeline Damage Occurring During Hurricane Andrew. International Workshop on Damage to Underwater Pipelines, New Orleans. February.
- Woodson, R. D.**, 1991. A Critical Review of Offshore Pipeline Failures. Prepared for Marine Board, National Research Council. December 1. ●