



Provincia del Neuquén
Ministerio de Energía, Ambiente y Servicios Públicos
Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos

DISPOSICIÓN SMeH 036 /12.-
NEUQUEN, 25 OCT 2012



VISTO:

El Expediente 5910-000301/2012 del registro de la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos y las Resoluciones Nº 004/10 y 347/10 del registro de la ex Secretaría de Estado de Recursos Naturales y Servicios Públicos; y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SERN y SP 347/10 en sus Artículos 1º, 2º y 3º fija los alcances de la aplicación de la Resolución SERN y SP 004/10, fija los datos técnicos mínimos que deben presentar las empresas a la Autoridad de Aplicación y fija el formato y soporte tecnológico para sistematizar la información remitida;

Que de acuerdo con la Resolución SERN y SP 347/10 se han dividido los ductos en tres segmentos: **ductos alcanzados por las reglamentaciones nacionales**; tales como los oleoductos (Resolución SEN 1460/06) y gasoductos (NAG 100, parte O) y que a éstos se les debe desarrollar e implementar un Plan de Gerenciamiento de Integridad (PGI) con los requisitos detallados en las citadas normas, **ductos no alcanzados por las reglamentaciones nacionales, que van desde Colectores o Baterías Colectoras a Plantas de Tratamiento** a los que se les debe implementar un Plan de Integridad y Operación (PIO) con las actividades aquí detalladas; y los **ductos que van desde pozos a Colectores o Baterías Colectoras** a los cuales debe implementarse un Plan de Operación y Mantenimiento (POM) con los requerimientos mínimos que se enumeran en la presente norma;

Que es necesaria la uniformidad en el desarrollo y envío de la información por parte de las empresas;

Que el IAPG elaboró conjuntamente con las empresas un documento con los contenidos mínimos que deben contener los planes de integridad y que evaluado el mismo, ésta Subsecretaría toma como referencia;

Que debido a que los ductos que son alcanzados por las Resoluciones 1460/06 y sus anexos correspondientes, no contemplan otros ductos que pudieran ocasionar incidentes que afecten a las personas y al medio ambiente, ésta Subsecretaría hace extensiva la aplicación apéndice P (A), incisos P2 y P3 respecto de la desafectación y abandono de cañerías, a todos los ductos que transporten hidrocarburos líquidos, hidrocarburos gaseosos, agua de formación y/o inyección;

Que resulta de gran importancia para esta Autoridad de Aplicación contar con toda la información técnica que hace a la integridad de los ductos e instalaciones que las empresas operadoras y/o concesionarias de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos poseen en la Provincia del Neuquén con el fin de asegurar la integridad física de las personas, el ambiente y los bienes;

Que el Artículo 5º de la Resolución SERN y SP 347/10 faculta a la entonces Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería, hoy Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos a dictar actos administrativos que como consecuencia de la aplicación de la norma resulten necesarios;

JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



Provincia del Neuquén
Ministerio de Energía, Ambiente y Servicios Públicos
Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos

DISPOSICIÓN SMeH 036 /12.-

Por ello;

EL SUBSECRETARIO DE MINERÍA e HIDROCARBUROS

DISPONE:


Artículo 1º: APRUÉBANSE los contenidos mínimos de los Planes de Integridad y Operación, en adelante PIO y Planes de Operación y Mantenimiento, en adelante POM, plasmados en el Anexo I que forma parte integrante de la presente norma.-

Artículo 2º: DETERMÍNASE que toda la información exigida en la presente Normal Legal deberá ser presentada ante la Autoridad de Aplicación, por parte de las empresas operadoras y/o concesionarias, en los plazos previstos de la Resolución SERN y SP 347/10.-

Artículo 3º: DETERMÍNASE que adicionalmente a lo recomendado en la presente Disposición, las empresas operadoras y/o concesionarias, podrán adoptar otras metodologías que mejor pudieran adaptarse técnicamente o que resulten de aplicación ante nuevos avances tecnológicos, siempre y cuando sean informadas en forma previa a la Autoridad de Aplicación con su correspondiente fundamentación técnica y cumplan con los requerimientos exigidos por las normas vigentes de seguridad, protección de las personas y el medio ambiente.-

Artículo 4º: APLÍQUESE en el ámbito de la Provincia del Neuquén el estricto cumplimiento al Apéndice P (A) de la Res. SEN N°1460/06, Incisos P2 y P3 respecto de la desafectación y abandono de cañerías a todos los ductos que transporten hidrocarburos líquidos, hidrocarburos gaseosos, agua de formación y/o inyección.-

Artículo 5º: Regístrese, comuníquese y archívese.-


Es copia

JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



Fdo. MENDIBERRI



Índice

1. Ductos metálicos

1.1 Contenidos mínimos de los PIO

- 1.1.1 Análisis de riesgos.
- 1.1.2 Plan de inspección.
- 1.1.3 Plan de mitigación.
 - 1.1.3.1 Dosificación de productos químicos.
 - 1.1.3.2 Protección catódica.
 - 1.1.3.3 Recorrida de la traza.
 - 1.1.3.4 Señalización de la traza.
 - 1.1.3.5 Inspección de tramos expuestos o cruces.
- 1.1.4 Plan de monitoreo.
 - 1.1.4.1 Análisis químico del fluido transportado.
 - 1.1.4.2 Colocación de cupones o probetas.
 - 1.1.4.3 Monitoreo de potenciales.
 - 1.1.4.4 CIS (Inspección Paso a Paso).
 - 1.1.4.5 DCVG (Gradiente de Potencial de Corriente Continua).
 - 1.1.4.6 Control de parámetros operativos.
 - 1.1.4.7 Inspección y mantenimiento de rectificadores de protección catódica.

1.2 Contenidos mínimos de los POM

- 1.2.1 Análisis de Riesgos.
- 1.2.2 Plan de inspección.
- 1.2.3 Plan de mitigación.
 - 1.2.3.1 Recorrida de traza.
 - 1.2.3.2 Inspección de tramos expuestos o cruces.
 - 1.2.3.3 Análisis continuo del mantenimiento.
- 1.2.4 Plan de monitoreo.
 - 1.2.4.1 Control de parámetros operativos

2. Ductos no metálicos


2.1 Fundamentos sobre el comportamiento del ERFV en servicio.

2.2 Contenidos mínimos de los PIO

- 2.2.1 Análisis de riesgos.
- 2.2.2 Plan de inspección.
- 2.2.3 Plan de mitigación.
 - 2.2.3.1 Recorrida de traza.
 - 2.2.3.2 Señalización de la traza.
 - 2.2.3.3 Inspección de tramos expuestos o cruces.
- 2.2.4 Plan de monitoreo.
 - 2.2.4.1 Monitoreo de envejecimiento.
 - 2.2.4.2 Control de parámetros operativos.

2.3 Contenidos mínimos de los POM

- 2.3.1 Análisis de riesgos.
- 2.3.2 Plan de inspección.
- 2.3.3 Plan de mitigación.
 - 2.3.3.1 Recorrida de traza.
 - 2.3.3.2 Inspección de la traza.
 - 2.3.3.3 Análisis Continuo del Mantenimiento.
- 2.3.4 Plan de monitoreo.
 - 2.3.4.1 Control de parámetros operativos.


JOSE LUIS HUENUMAS
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



Glosario

- ECDA: external corrosion direct assessment / evaluación directa de corrosión externa.
ICDA: internal corrosion direct assesment / evaluación directa de corrosión interna.
CIS: close interval survey / inspección paso a paso.
DCVG: direct current voltaje gradient / gradiente de potencial de corriente continua.

1. DUCTOS METÁLICOS

Requerimientos mínimos a desarrollar de los PIO y POM:

- a. Análisis de Riesgos: Son metodologías estructuradas destinadas a la estimación cualitativa o cuantitativa de los riesgos, evaluando las Consecuencias y las Probabilidades de ocurrencia de los potenciales mecanismos de daños.
- b. Plan de Inspección: Es un conjunto de actividades y técnicas destinadas a conocer el estado real de los ductos.
- c. Plan de Mitigación: Es un conjunto de acciones cuyo objeto es reducir los niveles de riesgo de las instalaciones a niveles considerados como tolerables, de acuerdo con las políticas y estándares aplicables.
- d. Plan de Monitoreo: Es un conjunto de acciones que se realizan a fin de relevar información de las variables de control para asegurarse que éstos se mantienen en rangos aceptables respecto a los parámetros que sean indicadores de deterioro de la cañería.

1.1. CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS PIO

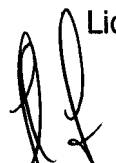
En función de los cuatro aspectos básicos señalados, las técnicas o metodologías para éstos son:

1.1.1. Análisis de Riesgos:

Se deberán aplicar metodologías cuali o semicuantitativas, de manera de priorizar las distintas tuberías por consecuencia y probabilidad de ocurrencia del daño, identificando los segmentos de las mismas en donde pudieran ocurrir eventos de altas consecuencias (Ref. API 1160 Pág.8.). El operador podrá utilizar metodologías propias o aquellas que se adapten a su contexto operativo debiendo comunicarlas a la Autoridad de Aplicación.

1.1.2. Plan de Inspección:

A partir de los análisis de riesgos, se deberán aplicar técnicas de evaluación directa, tales como ECDA o ICDA. El operador podrá utilizar metodologías propias o aquellas que se adapten a su contexto operativo. Dichas técnicas de evaluación están reconocidas internacionalmente bajo los siguientes estándares: ANSI/NACE SP0502-2010, Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology, SP0110-2010 Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines, SP0206-2006, Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA), SP0210-2010, Pipeline External Corrosion Confirmatory Direct Assessment, SP0208 Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines.


JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



1.1.3. Plan de Mitigación:

El plan deberá incluir, entre otros aspectos, las siguientes actividades:

- Control y prevención de corrosión interna y externa, según sea aplicable.
- Evaluación del desempeño de los mecanismos de control y prevención de corrosión.
- Inspección y señalización de trazas.
- Planes de inspección de los ductos según análisis riesgos y modos de falla característicos, según el contexto operativo.

1.1.3.1. Dosificación de Productos Químicos:

En los casos donde se haya constatado la presencia de un fenómeno de corrosión interna se deberá aplicar productos químicos para la inhibición de la corrosión. Dichas técnicas de evaluación están reconocidas internacionalmente bajo los siguientes estándares: SP0106 control of internal corrosion in steel pipelines and piping systems, SP0499-2007 corrosion control & monitoring in seawater injection systems.

1.1.3.2. Protección Catódica:

Se recomienda utilizar el sistema combinado de revestimiento externo y protección catódica con el fin de mitigar la amenaza corrosión externa. Dependiendo de las características del sistema a proteger (características del suelo, geometría, presencia de otras instalaciones con PC, etc.) se optará por sistemas galvánicos o de corriente impresa debiéndose comunicar a la Autoridad de Aplicación del sistema adoptado.

SP0169-2007 (formerly RP0169), control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems, SP0207-2007, performing close-interval potential surveys and DC surface potential gradient surveys on buried or submerged metallic pipelines, ANSI/NACE standard RP0104-2004, the use of coupons for cathodic protection monitoring applications.

1.1.3.3. Recorrida de traza:

La traza deberá ser inspeccionada a períodos regulares, por personal idóneo en búsqueda de eventuales pérdidas, modificaciones en las condiciones de tapada (por ejemplo por erosión de flujo aluvional), deslizamientos del suelo, daños por terceros, interferencias con instalaciones adyacentes, etc. Según el Análisis de Riesgos realizado se ajustarán los intervalos de inspección y el grado de detalle de las mismas.

1.1.3.4. Señalización de la traza:

La misma deberá estar ubicada en puntos singulares de la traza (inicio, fin, cruce de camino, cauces, zonas pobladas o presencia humana) indicando el riesgo asociado en cada caso.

1.1.3.5. Inspección de tramos expuestos o cruces: (caminos, cauces)

Personal idóneo deberá recorrer intervalos regulares de tiempo aquellas singularidades de la traza en donde se puedan presentar mecanismos de daños particulares o bien eventos de altas consecuencias, tales como cruces de caminos, cauces, zonas pobladas. Según el Análisis de Riesgos realizado se ajustarán los intervalos de inspección y el grado de detalle de las mismas.


JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos



1.1.4. Plan de Monitoreo

El plan deberá incluir, entre otros aspectos, las siguientes actividades:

1.1.4.1. Análisis químico del fluido transportado, según requisitos del Operador en función de las características del fluido transportado.

1.1.4.2. Colocación de cupones o probetas para medición de la corrosión interna, en el caso de que se detecte la presencia de un fenómeno corrosivo.

1.1.4.3. Monitoreo de potenciales (protección catódica).

1.1.4.4. CIS, ésta técnica se fundamenta en medir potenciales electroquímicos caño-suelo a intervalos cortos (no mayores de 1 m) con el propósito de:

- Identificar áreas de sub protección o sobreprotección.
- Evaluar la condición aproximada del revestimiento.
- Identificar cualquier interferencia eléctrica que esté afectando la cañería.

1.1.4.5. DCVG, ésta técnica consiste en la medición de las diferencias de potencial generadas por cambios en la polarización del sistema producidos por fallas del revestimiento. La misma permite:

- Identificar la ubicación exacta de los defectos en el revestimiento.
- Determinar la importancia de los defectos de revestimiento.
- Determinar la longitud de los defectos de revestimiento.
- Identificar e investigar cualquier interferencia afectando el ducto bajo inspección.
- Determinar la ubicación exacta de ánodos.

1.1.4.6. Control de parámetros operativos: consiste en contar con los registros de presión y caudal, de manera tal, de no exceder las condiciones de diseño originales.

1.1.4.7. Inspección y mantenimiento de rectificadores de protección catódica y/o sistemas de dosificación de producto químicos.


1.2. CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS POM

1.2.1. Análisis de Riesgos

Se deberán aplicar metodologías cualitativas, de manera de priorizar las distintas tuberías por consecuencia y probabilidad de ocurrencia del daño, identificando las tuberías o grupos de las mismas, en donde pudieran ocurrir eventos de altas consecuencias (presencia humana permanente o temporaria, eventuales impactos sobre cauces o áreas con recursos naturales) (Ref. API 1160 Pág.8).

1.2.2. Plan de Inspección: de acuerdo con el análisis de riesgo.

1.2.3. Plan de Mitigación:


JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



DISPOSICIÓN SMeH 036 /12.-



1.2.3.1. Recorrida de traza: en función de los resultados del Análisis de Riesgos se deberá implementar una rutina de recorrida de las trazas. Es decir, para los grupos de tuberías de mayor riesgo se debe implementar rutinas con mayor detalle y frecuencia de realización. La misma debe ser realizada por personal idóneo, en búsqueda de eventuales pérdidas, modificaciones en las condiciones de tapada (por ejemplo por erosión por flujo aluvional, interferencias con instalaciones adyacentes).

1.2.3.2. Inspección de tramos expuestos o cruces: en función de los resultados del Análisis de Riesgos se deberá implementar una rutina de recorrida de los cruces especiales o tramos expuestos de las cañerías de conducción.

Según el Análisis de Riesgos realizado se ajustarán los intervalos de inspección y el grado de detalle de las mismas.

1.2.3.3. Análisis Continuo del Mantenimiento: se deberá manejar este tipo de cañerías con un esquema de mantenimiento controlado; ya que por el tipo de cañerías en cuestión, no existen técnicas de inspección disponibles. Los principales componentes del "Análisis Continuo del Mantenimiento" a desarrollar son:

- **Registro de Fallas:** significa tener en forma ordenada y sistemática el registro de las fallas que ocurren en este tipo de instalaciones.
- **Análisis de Fallas:** partiendo de la información del punto anterior se deben analizar las fallas de tipo repetitivo a fin de determinar las causas de las mismas, para implementar acciones preventivas y correctivas (punto siguiente) que permitan el control de la ocurrencia de estos eventos.
- **Acciones preventivas y correctivas:** son las acciones emanadas de los análisis de fallas que apuntan al control de la repetición de las fallas analizadas.
- **Procedimientos de reparación y/o reemplazo:** a efectos de asegurar la calidad de las reparaciones de tuberías se recomienda confeccionar Instructivos o Procedimientos de reparación y/o reemplazo de tuberías, teniendo registro de las capacitaciones de los ejecutantes de las reparaciones en estos procedimientos.
- **Procedimientos de Construcción e Instalación:** a efectos de asegurar la calidad de la instalación y construcción de tuberías se recomienda confeccionar Instructivos o Procedimientos de instalación y/o construcción de tuberías, teniendo registro de las capacitaciones de los ejecutantes en estos procedimientos.

1.2.4. Plan de Monitoreo

1.2.4.1. Control de parámetros operativos: se deberá contar con los registros de presión y caudal, de manera tal, de no exceder las condiciones de diseño original y mantener un control operativo.

JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



2. DUCTOS NO METÁLICOS

Se entiende por tuberías no metálicas a las construidas con materiales poliméricos compuestos de matriz de Epoxi reforzado con Fibra de Vidrio (ERFV), ya que es el tipo de tubería no metálica de más amplia difusión en la industria.

2.1 ***Fundamentos sobre el comportamiento del ERFV en servicio:***

Podemos asociar el comportamiento de la cañería de ERFV en servicio a una distribución de la probabilidad de fallas en tres periodos en la vida de la cañería; como se explica:

- Las fallas iniciales se dan fundamentalmente por problemas de diseño, instalación o montaje. La verificación práctica indica que la probabilidad de ocurrencia de estos tipos de fallas puede disminuirse en la medida que se cumpla con las normas de fabricación y transporte, y los procedimientos de instalación y montaje.
- Una zona de vida útil en donde los modos de falla predominantes no dependen del tiempo (son aleatorios). Por ejemplo, daños por terceros. La experiencia en el uso de ductos de ERFV indica que este tipo de fallas presenta baja probabilidad de ocurrencia, siendo una cañería de alta confiabilidad en este período, ya que además desaparecen los mecanismos de daños predominantes en las tuberías metálicas, como son la corrosión interna y externa.
- Una tercer zona en donde se combina el tiempo y los mecanismos de falla asociados; tales como la degradación o envejecimiento del material.

En función de lo señalado se concluye sobre los principales conceptos de un plan de integridad de cañerías no metálicas:

- Al inicio de su vida útil las acciones de mayor relevancia deben incluir:
 - Cumplimiento de normas de fabricación.
 - Implementación de procedimientos de transporte, manipuleo, almacenamiento e instalación.
 - Registros de capacitación y acreditación de instaladores.
 - Registros de inspección de instalación y prueba hidrostática.
- Durante la vida útil se deberán efectuar tareas de inspección y mantenimiento orientados a controlar modos de falla que son de carácter aleatorio (rotura por terceros o problemas operativos). Esta afirmación tiene su corroboración empírica y es una práctica aceptada por normas industriales internacionales aplicables como la ISO 14692/4 Glass-reinforced plastics (GRP) piping. Fabrication, installation and operation. (Ver punto 6.21.1 "GRP").
 - La frecuencia de extracción de testigos para evaluar envejecimiento se determinará, conforme a los resultados del análisis de riesgo, como un porcentaje de la vida de diseño (según API 15 LR/HR).
 - Una vez entendido el comportamiento en servicio y los mecanismos de daño que prevalecen en las cañerías de este material, se utilizará la metodología aplicada en ductos metálicos; en la que se definen cuatro aspectos a desarrollar como requerimientos mínimos de los PIO y POM:
 - a. Análisis de Riesgos: son metodologías estructuradas destinadas a la estimación de los riesgos evaluando las Consecuencias y las Probabilidades de ocurrencia de los potenciales daños.



- b. Plan de Inspección: es un conjunto de técnicas destinadas a conocer el estado real de los ductos.
- c. Plan de Mitigación: es un conjunto de acciones cuyo objeto es reducir los niveles de riesgo de las instalaciones.
- d. Plan de Monitoreo: Es un conjunto de acciones de control a fin de controlar los parámetros que sean indicadores de deterioro de la cañería.

2.2. CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS PIO

En función de los cuatro aspectos básicos antes señalados los PIO deberían contener los documentos que sustentan los Programas de Inspección:

2.2.1. Análisis de Riesgos:

Se deberán aplicar metodologías cuali o semicuantitativas, de manera de priorizar las distintas tuberías por Consecuencia y Probabilidad de ocurrencia del daño, identificando los segmentos de las mismas en donde pudieran ocurrir eventos de altas consecuencias (Ref. API 1160 Pág.8)

2.2.2. Plan de Inspección:

Se deberán aplicar una Prueba Hidrostática en los siguientes casos:

- Como prueba de hermeticidad inicial, antes de la puesta en marcha.
- A realizarse sobre un testigo para complementar ensayos de monitoreo de envejecimiento, según lo establecido en el punto 2.1

2.2.3. Plan de Mitigación:

2.2.3.1. Recorrida de traza: la traza deberá ser inspeccionada a períodos regulares, por personal idóneo en búsqueda de eventuales pérdidas, modificaciones en las condiciones de tapada (por ejemplo por erosión de flujo aluvional), deslizamientos del suelo, daños por terceros, interferencias con instalaciones adyacentes.

Según el Análisis de Riesgos realizado se ajustarán los intervalos de inspección y el grado de detalle de las mismas.


2.2.3.2. Señalización de la traza: la misma deberá estar ubicada en puntos singulares de la traza (inicio, fin, cruces de camino, cauces, zonas pobladas o presencia humana) indicando el riesgo asociado en cada caso.

2.2.3.3. Inspección de tramos expuestos o cruces: personal idóneo deberá recorrer a intervalos regulares de tiempo aquellas singularidades de la traza en donde se puedan presentar mecanismos de daños particulares o bien eventos de altas consecuencias, tales como cruces de caminos, cauces, zonas pobladas. Según el Análisis de Riesgos realizado se ajustarán los intervalos de inspección y el grado de detalle de las mismas.

2.2.4. Plan de Monitoreo:

2.2.4.1. Monitoreo de envejecimiento: en tuberías ya instaladas se deberá extraer un tubo para realizarse los ensayos destructivos de la muestra para inferir el estado de degradación del material, El período a partir del cual se recomienda iniciar este monitoreo es el especificado en el último párrafo del punto 2.1.

2.2.4.2. Control de parámetros operativos: descripción técnica de los ductos (diámetro, longitud, material, años de construcción, presión prueba hidrostática, presión de operación, fluido transportado, plano de la traza)


JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



2.3. CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS POM

2.3.1. Análisis de Riesgos

Se deberán aplicar metodologías cualitativas, de manera de priorizar las distintas tuberías por Consecuencia y Probabilidad de ocurrencia del daño, identificando las tuberías o grupos de las mismas, en donde pudieran ocurrir eventos de altas consecuencias (presencia humana permanente o temporaria, eventuales impactos sobre cauces o áreas con recursos naturales) (Ref. API 1160 Pág.8)

2.3.2. Plan de Inspección

En el caso de líneas de conducción de ERFV no existen técnicas disponibles para implementar Planes de Inspección

Se deberá realizar Prueba Hidrostática como prueba de hermeticidad inicial, antes de la puesta en marcha.

2.3.3. Plan de Mitigación

2.3.3.1. Recorrida de traza: la traza deberá inspeccionada a períodos regulares, por personal idóneo en búsqueda de eventuales pérdidas, modificaciones en las condiciones de tapada (por ejemplo por erosión de flujo aluvional), deslizamientos del suelo, daños por terceros, interferencias con instalaciones adyacentes, etc.

Según el Análisis de Riesgos realizado se ajustarán los intervalos de inspección y el grado de detalle de las mismas.

2.3.3.2. Inspección de tramos expuestos o cruces: personal idóneo deberá recorrer a intervalos regulares de tiempo aquellas singularidades de la traza en donde se puedan presentar mecanismos de daños particulares o bien eventos de altas consecuencias, tales como cruces de caminos, cauces, zonas pobladas. Según el Análisis de Riesgos realizado se ajustarán los intervalos de inspección y el grado de detalle de las mismas.

2.3.3.3. Análisis Continuo del Mantenimiento: este tipo de cañerías se deberá manejar con un esquema de Mantenimiento controlado; ya que por el tipo de cañerías en cuestión, no existen técnicas de inspección disponibles y en función de la experiencia acumulada; es la solución técnico económica más factible para este tipo de cañerías.

Los principales componentes del "Análisis Continuo del Mantenimiento" a desarrollar son:

- Registro de Fallas: significa tener en forma ordenada y sistemática el registro de las fallas que ocurren en este tipo de instalaciones
- Análisis de Fallas: partiendo de la información del punto anterior se deben analizar las fallas de tipo repetitivo a fin de determinar las causas de la mismas, para implementar acciones preventivas y correctivas (ver punto siguiente) que permitan el control de la ocurrencia de estos eventos.
- Acciones preventivas y correctivas: son las acciones emanadas de los análisis de fallas que apuntan al control de la repetición de las fallas analizadas.
- Procedimientos de reparación y/o reemplazo: a efectos de asegurar la calidad de las reparaciones de tuberías se deben confeccionar Instructivos o Procedimientos de reparación y/o reemplazo de tuberías, teniendo registro

JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



Provincia del Neuquén
Ministerio de Energía, Ambiente y Servicios Públicos
Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos

DISPOSICIÓN SMeH 036 /12.-

de las capacitaciones de los ejecutantes de las reparaciones en estos procedimientos,

- Procedimientos de Instalación: ídem anterior para instalación de cañerías nuevas.

2.3.4. Plan de Monitoreo:

2.3.4.1. Control de parámetros operativos: se deberá contar con los registros de presión y caudal, de manera tal, de no exceder las condiciones de diseño original.

JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos

