

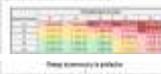
## TERCERA SECCION

### SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

**RESPUESTAS a los comentarios del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-ASEA-2017, Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, publicado el 31 de octubre de 2017. (Continúa de la Segunda Sección).**

(Viene de la Segunda Sección)

1. SECCIÓN/ CAPÍTULO/ ARTICULO/ PÁRRAFO (EN ORDEN SECUENCIAL).	2. EMISOR DEL COMENTARIO.	3. PROPUESTA DE REDACCIÓN O COMENTARIO.	4. JUSTIFICACIÓN A LA PROPUESTA DE REDACCIÓN O COMENTARIO.	5. PROCEDE/NO PROCEDE/ PROCEDE PARCIALMENTE.	6. JUSTIFICACIÓN DE PROCEDE/NO PROCEDE/PROCEDE PARCIALMENTE.	7. TEXTO FINAL DE LA REGULACIÓN.	8. SE MODIFICA O NO EL TEXTO EN EL DOCUMENTO.	9. ACCIONES REGULATORIAS.
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-45 Fecha 20-12-2017	El Análisis de Riesgo debe actualizarse cada 5 años o cuando se cumpla alguno de los siguientes criterios que genere un cambio en la prioridad de atención del Riesgo en el Ducto, Segmento o sección, como parte de la administración del cambio.  I. Exista un cambio de tipo de hidrocarburo petrolífero y petroquímico;  II. Previo a modificaciones en las condiciones normales de operación;  III. Posterior a la ejecución de las acciones de mitigación que modifiquen el nivel de riesgo del Ducto, segmento o sección, y  IV. La modificación del trazo del Ducto, Segmento o sección.	Se homogenizan conceptos y criterios para la actualización del análisis de riesgo.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario toda vez que el comentario no aporta mayor certidumbre a la Norma, asimismo estos criterios ya se contemplan entre otros requisitos en el numeral 5.4 "Evaluación de Riesgo".  Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Análisis de Riesgo", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Análisis de Riesgo", el comentario se considera ambiguo y obscuro.		NO SE MODIFICA	
	Ing. Gerardo Zavala Román-11 Fecha 26-12-2017	El nivel de Riesgo debe ser expresado en: alto, medio y bajo, mismo que puede ser representado como un índice, un costo esperado, o en una matriz de Riesgo; este último en términos de la Probabilidad de falla y la Consecuencia de falla, tomando como referencia lo establecido en el APÉNDICE INFORMATIVO B.	El uso de matrices para la representación de resultados de estimaciones de riesgo, está relacionado con el empleo de métodos o herramientas cualitativas, no cuantitativas.  Cuando se emplean métodos o herramientas de evaluación cuantitativos, se obtiene como resultado valores numéricos que concatan los resultados de las consecuencias en sus diferentes conceptos (lesiones, fatalidades, daño ambiental, pérdidas financieras, etc.)  Esto deriva en que el resultado de la estimación de riesgo también se presenta como un valor numérico, mismo que no	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que la obtención de valores cuantitativos para la frecuencia (probabilidad) no concatan los resultados de las consecuencias ya que estas últimas dependen de las características del entorno o los aspectos expuestos (personas, medio ambiente, instalaciones); no obstante, se pueden emplear metodologías cuantitativas que no emplean matrices para la determinación de los niveles de riesgo.  La matriz indicada dentro del apéndice B (informativo), sólo describe		NO SE MODIFICA	

1. SECCIÓN/ CAPÍTULO/ ARTÍCULO/ PÁRRAFO (EN ORDEN SECUENCIAL).	2. EMISOR DEL COMENTARIO.	3. PROPUESTA DE REDACCIÓN O COMENTARIO.	4. JUSTIFICACIÓN A LA PROPUESTA DE REDACCIÓN O COMENTARIO.	5. PROCEDE/NO PROCEDE/ PROCEDE PARCIALMENTE.	6. JUSTIFICACIÓN DE PROCEDE/NO PROCEDE/PROCEDE PARCIALMENTE.	7. TEXTO FINAL DE LA REGULACIÓN.	8. SE MODIFICA O NO EL TEXTO EN EL DOCUMENTO.	9. ACCIONES REGULATORIAS.
			puede ser llevado a una matriz de riesgo de forma		el tipo de matrices que se pueden utilizar.			
			<p>directa, sino mediante artificios para el desensamble de este valor numérico en los diferentes conceptos de consecuencias analizadas.</p> <p>Adicional a lo anterior, cuando tomamos los valores indicados en las tablas B1 y B2, y empleamos la ecuación Riesgo = P x C indicada en el apartado 5.4. Y ordenamos los resultados en forma ascendente, se observa una falta de consistencia entre el valor estimado y la categoría de riesgo asignada por la matriz. <b>(Véase: Análisis 1, al final de este documento).</b></p> <p>Estas inconsistencias se acentúan cuando las diferentes categorías de consecuencia tienen factores de incremento diferentes entre ellas.</p> <p>Con base en lo anterior, se concluye que la obligación del uso de matrices, limita los métodos y herramientas que pueden emplearse para la evaluación de riesgo.</p>     		<p>Efectivamente si se pretenden utilizar los resultados de la fórmula <math>R = P \times C</math>, los mismos no se pueden cuadrar a la matriz, aclarando que la probabilidad que debe ser empleada en la matriz debe ser determinada conforme a la tabla B1</p> <p>Tabla B1. Criterios para la probabilidad de falla.</p>  <p>Dentro de la cual, en el apartado "Descripción", establece un periodo de tiempo en que puede presentarse la falla (frecuencia), a la cual se le otorga un valor de probabilidad para poder ser empleada en la determinación del nivel de riesgo.</p>			

								
			<p>De lo anterior, podemos observar que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Las categorías asignadas por la matriz, no tienen coherencia con una clasificación de riesgo con base en los resultados de un análisis cuantitativo.</li> <li>2. Las variaciones en la categorización de los valores de riesgo no son iguales para cada categoría de peligro. Diferencias que se acentúan en función de que tan diferentes sean los factores de incremento de cada categoría de consecuencias (en este caso, las consecuencias a las personas el factor es de 4, en tanto que para las financieras el factor es de 10).</li> </ol>					
	<p>Ing. Gerardo Zavala Román-12 Fecha 26-12-2017</p>	<p>El Análisis de Riesgo debe actualizarse cada 5 años o cuando se cumpla alguno de los siguientes criterios que genere un cambio en la prioridad de atención del Riesgo en el Ducto, Segmento o sección, como parte de la administración del cambio.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>I. Exista un cambio de servicio o producto;</li> <li>II. Exista variación en las condiciones de operación, <b>fuera de la ventana operativa (límites máximos y mínimos) considerada en los análisis de riesgo o integridad</b></li> <li>III. <b>Exista variación en las condiciones</b> fisicoquímicas del producto <b>empleadas en los Análisis de riesgo o Integridad;</b></li> <li>IV. <b>Posterior a la ejecución de las acciones de mitigación programadas como resultados de los análisis de riesgo o integridad,</b> como reparaciones o intervenciones para restituir la integridad, y</li> <li>V. La modificación del trazo del Ducto, Segmento o sección.</li> </ol>	<p>II. Debe indicarse el criterio para determinar cuándo un cambio de condiciones de operación afecta de manera negativa los niveles de riesgo o integridad calculados originalmente.</p> <p>III. Indicar cuáles de las condiciones que se determinan en un análisis físico químico, son relevantes para la actualización del análisis.</p> <p>IV. La redacción original implica una actualización anual del análisis de riesgo. Si las condiciones del Ducto no se modifican, y no se ha ejecutado acciones de mitigación, los niveles de riesgo no cambian con respecto a los calculados originalmente.</p>	NO PROCEDE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que el mismo está implícito en la redacción, al establecer que el análisis de riesgo debe actualizarse cada 5 años o cuando el Regulado ha identificado cambios en el servicio o producto, procesos aprobados, en los equipos, instalaciones, modificación del trazo o cualquier otra modificación que afecte el resultado del análisis de riesgo en las diferentes etapas del proyecto.</p> <p>Respecto de las condiciones operativas, ventana operativa (límites máximos y mínimos) así como condiciones fisicoquímicas del producto son alcances que se deben incluir en los procedimientos de operación</p>	NO SE MODIFICA		

					correspondientes que también deben estar vinculadas a la fracción II.			
	MARCOS ENRIQUE SOSA DURÁN-16 Fecha 04-01-2018	<p>5.4 Evaluación de Riesgo.</p> <p>El nivel de Riesgo debe ser expresado en: alto, medio y bajo, en términos de la Probabilidad de falla y la Consecuencia de falla.</p> <p>En el Análisis de Riesgo se debe incluir como mínimo lo siguiente:</p> <p>f) Los niveles de Riesgo y Probabilidad de falla para cada uno de sus peligros individuales y combinados, así como las consecuencias asociadas al Ducto, Segmento o sección;</p> <p>b) La categorización y priorización de los niveles de Riesgo;</p> <p>c) La Prevención, Mitigación y control de Riesgo, y</p> <p>d) El Evento que produce mayor impacto potencial y su mayor distancia de afectación.</p>	<p>Considero que la forma de representar los resultados depende en mucho de la metodología de evaluación empleada por el regulado, así como las herramientas empleadas para la evaluación, ya que algunos ya cuentan con software que brindan niveles de riesgo o bandas de riesgo o matrices de riesgo, lo importante es cumplir con los objetivos por ejemplo los mencionados en el documento PROY –NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos, §13.3.2.3.1 El estudio de riesgos implantado por el Regulado debe incorporar los objetivos siguientes:</p> <p>a) Priorizar los sistemas que forman parte del Sistema de transporte para programar las evaluaciones de integridad y las acciones de mitigación;</p> <p>b) Evaluar los beneficios derivados de la acción de mitigación;</p> <p>c) Determinar las medidas de mitigación más efectivas para las amenazas identificadas;</p> <p>d) Evaluar las metodologías de inspección alternas; e</p> <p>e) Identificar dónde deben emplearse los recursos de la manera más efectiva..</p> <p>DNVGL-RP-F116, Integrity management of submarine pipeline systems, §6 4.1.3 Risk assessment results</p> <p>The output should be a ranking of risk between threats and/or risk-ranking between pipelines. A ranking of risk along the pipeline may also be the output if sectioning has been performed..</p>	PROCEDE PARCIALMENTE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó procedente el comentario, y se modifica la redacción para dar mayor claridad técnica para aclarar la posibilidad de que los Regulados pueden utilizar métodos para la evaluación del riesgo diversos, siempre y cuando iguallen o mejoren la obtención del nivel del riesgo. Sin embargo, se considera que el contenido del Análisis de Riesgo de la Norma Oficial Mexicana ya incluye los supuestos propuestos por el comentarista.</p>		SE MODIFICA	

<p><b>5.5 Identificación y delimitación de zonas de alta Consecuencia.</b></p> <p>Para un Ducto, Segmento o sección que Transporte Hidrocarburos, Petroíferos y Petroquímicos, se identifican como zonas de alta Consecuencia las Áreas Ambientalmente Sensibles que pueden ser impactadas por pérdidas de contención del producto y las poblaciones identificadas por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI). Se deben considerar todos los cuerpos de agua y acuíferos identificados por el INEGI y la Comisión Nacional del Agua (CNA), así como las Áreas Naturales Protegidas.</p> <p>Además de lo anterior, para el caso específico de un Ducto, Segmento o sección, que Transporte Hidrocarburos gaseosos, se identifican como zonas de alta Consecuencia cualquier área ubicada en zona urbana o cuando existan una o más edificaciones destinadas para la ocupación y actividad humana dentro del círculo de impacto potencial.</p> <p>El método para delimitar las zonas de alta Consecuencia está basado en el círculo de impacto potencial calculado en la estimación de consecuencias, considerando los efectos de volatilidad del producto transportado para escenarios de fuego por aspersión, incendio del derrame, nube de vapor incendiada, explosión de nube de vapor, nube de vapor tóxica o asfixiante, en todos los casos se debe tomar el círculo de impacto potencial que resulte mayor de todos los calculados para cada Ducto, Segmento o sección.</p> <p>La longitud total de la zona de alta Consecuencia, debe ser la longitud del Segmento contenido en la zona de alta Consecuencia, más la longitud correspondiente al círculo de impacto potencial a partir de cada extremo.</p>	<p>Ing. Gerardo Zavala Román-13</p> <p>Fecha 26-12-2017</p>	<p><b>1.5 Identificación y delimitación de zonas de alta Consecuencia.</b></p> <p>[Eliminar]</p>	<p>Este proyecto incorpora la etapa de identificación y delimitación de Zonas de Alta Consecuencia (ZAC), sin embargo, no indica cuál es el objetivo de dicha identificación, ya que no se emplea en el resto del proceso descrito en el proyecto.</p> <p>Una ZAC no necesariamente implica un riesgo alto, es un indicador de que ciertos segmentos requieren un mayor seguimiento de su integridad, y en caso de tener dos segmentos con los mismos índices de riesgo, priorizar aquel con ZAC's identificadas.</p> <p>Así mismo, la identificación de ZAC's pierde sentido cuando se trabaja con Ductos marinos; ya que, al aplicar los criterios propuestos, ningún gasoducto tendrá ZAC ya que no existen áreas pobladas en el mar, y toda la trayectoria de los Ductos de Hidrocarburos líquidos sería una ZAC por estar alojados en un cuerpo de agua.</p> <p>Por otro lado, si tomamos como ejemplo de práctica internacional, las regulaciones emitidas por el Departamento de Transporte de los EEUU (DOT por sus siglas en inglés), observamos que el Código de Regulaciones Federales, título 49, parte 192, sub-parte O, apartado §192.901, y parte 195, sub-parte G, apartado §195.452, establece que la Administración de integridad de Ductos es obligatoria solamente en Ductos o Segmentos localizados dentro de Zonas de Altas Consecuencias.</p> <p>Por lo que, bajo la tesis de establecer una concordancia con prácticas internacionales, el objetivo de incorporar la etapa de Identificación y delimitación de zonas de alta consecuencia, debería ser que el proceso de Administración de integridad descrito en la presente Norma, sea obligatorio únicamente en Ductos localizados en Zonas de altas consecuencias.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que, los razonamientos que incluyen no aportan al documento normativo, una mayor claridad o certidumbre técnica o jurídica.</p> <p>Para el análisis de consecuencias se deben evaluar las zonas de alta consecuencia que presenta el Ducto y el impacto de éstas, se verá reflejado en el nivel de riesgo y prioridad de atención del Ducto.</p> <p>Asimismo, la delimitación de las zonas de alta consecuencia forma parte de los criterios establecidos en la segmentación del Ducto (criterio No. 4).</p>	<p><b>5.5 Identificación y delimitación de zonas de alta Consecuencia.</b></p> <p>Para un Ducto, Segmento o sección que Transporte Hidrocarburos, Petroíferos y Petroquímicos, se identifican como zonas de alta Consecuencia, las Áreas Ambientalmente Sensibles que pueden ser impactadas por pérdidas de contención del producto y las áreas demográficas identificadas por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI). Se deben considerar todos los cuerpos de agua y acuíferos identificados por el INEGI y la Comisión Nacional del Agua (CNA).</p> <p>Además de lo anterior, para el caso específico de un Ducto, Segmento o Sección, que Transporte Hidrocarburos gaseosos, se identifican como zonas de alta Consecuencia cualquier área ubicada en zona urbana o cuando existan una o más edificaciones destinadas para la ocupación y actividad humana (incluyen escuelas, hospitales, edificios de oficinas, instalaciones recreativas, centros comerciales, iglesias, prisiones, guarderías y asilos) localizados dentro del círculo de impacto potencial.</p> <p>El método para delimitar las zonas de alta Consecuencia está basado en el círculo de impacto potencial calculado en la estimación de consecuencias, considerando los efectos de volatilidad del producto transportado para escenarios de fuego por aspersión, incendio del derrame, nube de vapor incendiada, explosión de nube de vapor, nube de vapor tóxica o asfixiante, en todos los casos se debe tomar el círculo de impacto potencial que resulte mayor de todos los calculados para cada Ducto, Segmento o Sección.</p> <p>La longitud total de la zona de alta Consecuencia, debe ser la longitud del Segmento contenido en la zona de alta Consecuencia, más la longitud correspondiente al círculo de impacto potencial a partir de cada extremo.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>CRE-52</p> <p>Fecha</p>	<p>Se deben numerar los incisos de estas secciones para poder hacer referencias</p>		<p>NO PROCEDE</p>	<p>Debido a que el párrafo del capítulo tiene el numeral de una subdivisión y no se</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	

	07-11-2017				considera que existan párrafos colgantes de acuerdo con la NOM-MX-Z-013-SCFI-2015.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
	IACONSMA-10 Fecha 22-12-2017	El método para delimitar las zonas de alta Consecuencia está basado en el círculo de impacto potencial calculado en la estimación del análisis de consecuencias.	Dice: El método para delimitar las zonas de alta Consecuencia está basado en el círculo de impacto potencial calculado en la estimación de consecuencias  Debería decir: El método para delimitar las zonas de alta Consecuencia está basado en el círculo de impacto potencial calculado en la estimación del análisis de consecuencias	PROCEDE	Aporta mayor claridad técnica al documento, se complementa texto.		SE MODIFICA	
	AMGN-19 Fecha 29-12-2017	N/A	Se deberá incluir la liga de dicha información para unificar que se obtienen del mismo sitio.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEÁ determinó no procedente el comentario, toda vez que no aporta ningún valor técnico o jurídico al documento.		NO SE MODIFICA	
	AMGN-68 Fecha 29-12-2017	<b>5.5 Identificación y delimitación de zonas de alta Consecuencia.</b>  Para un Ducto, Segmento o sección que Transporte Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, se identifican como zonas de alta Consecuencia las Áreas Ambientalmente Sensibles que pueden ser impactadas por pérdidas de contención del producto y las poblaciones identificadas por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI). Se deben considerar todos los cuerpos de agua y acuíferos identificados por el INEGI y la Comisión Nacional del Agua (CNA), así como las Áreas Naturales Protegidas.  Además de lo anterior, para el caso específico de un Ducto, Segmento o sección, que Transporte Hidrocarburos gaseosos, se identifican como zonas de alta Consecuencia cualquier área ubicada en zona urbana o cuando existan una o más edificaciones destinadas para la ocupación y actividad humana dentro del círculo de impacto potencial.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• API RECOMMENDED PRACTICE 1160 SECOND EDITION, SEPTEMBER 2013 ERRATA 1, SEPTEMBER 2013 MANAGING SYSTEM INTEGRITY FOR HAZARDOUS LIQUID PIPELINES.</li> <li>• NOM-027-SESH-2010 (APARTADO 7, 7.1, 7.4, 7.5).</li> <li>• ASME B31.8S 2014 (2.2, 3, 5.2, 5.12, 5.7 INCISO F).</li> <li>3. API RP 1160-2013 (4, 7, 7.1, 7.2, 7.3, Tabla 9).</li> </ul>	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEÁ determinó no procedente el comentario, toda vez que la propuesta realizada por el comentarista ya se considera en el texto de este numeral.		NO SE MODIFICA	
		El método para delimitar las zonas de alta Consecuencia está basado en el círculo de impacto potencial calculado en la estimación de consecuencias, considerando los efectos de volatilidad del producto transportado para escenarios de fuego por aspersión, incendio del derrame, nube de vapor incendiada,						

		<p>explosión de nube de vapor, nube de vapor tóxica o asfixiante, en todos los casos se debe tomar el círculo de impacto potencial que resulte mayor de todos los calculados para cada Ducto, Segmento o sección.</p> <p>La longitud total de la zona de alta Consecuencia, debe ser la longitud del Segmento contenido en la zona de alta Consecuencia, más la longitud correspondiente al círculo de impacto potencial a partir de cada extremo.</p> <p><b>Se debe determinar si una pérdida de contención podría afectar un área ambientalmente sensible incluso si el Ducto no se encuentra dentro de los límites de la ubicación crítica. Para identificar dichos ductos, el operador debe determinar en qué medida el producto liberado o los efectos de la liberación pueden ser transportados a la zona ambientalmente sensible. Por ejemplo, el operador debería considerar que el producto liberado podría ser transportado por dispersión terrestre, por agua o por dispersión aérea de una nube de vapor y que los efectos de la ignición o explosión podrían ser generalizados. Los operadores también pueden considerar que el producto liberado podría ser transportado mediante la pulverización de producto en el aire.</b></p> <p>...</p>						
	<p>PEMEX Exploración y Producción-13 Fecha 13-12-2017</p>	<p>El método para delimitar las zonas de alta Consecuencia está basado en el círculo de impacto potencial calculado en la estimación de consecuencias, considerando los efectos de volatilidad del producto transportado para escenarios de fuego por aspersión, incendio del derrame, nube de vapor incendiada, explosión de nube de vapor, nube de vapor tóxica o asfixiante, en todos los casos se debe tomar el círculo de impacto potencial que resulte mayor de todos los calculados tomando en cuenta el servicio del Ducto.</p>	<p>Se solicita modificar redacción considerando que para cada zona se debe tomar en cuenta el escenario, ya que la fuga de un gasoducto no afecta de manera significativa cuerpos de agua, para el caso de oleoductos se debe tomar en cuenta el radio mayor de los efectos que produce el derrame.</p> <p>Las zonas de alta consecuencia se determinan por Ducto, no por Segmento o sección</p>	NO PROCEDE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que lo que indica en él de "tomar en cuenta el servicio del Ducto", ya se incluye en el numeral 5.5 "Identificación y delimitación de zonas de alta consecuencia", toda vez que se consideran requisitos para un Ducto, Segmento o Sección que transporte Hidrocarburos, Petroíferos y Petroquímicos, asimismo el comentario ya está implícito cuando se pide considerar el requisito de "efectos de volatilidad del producto transportado".</p> <p>Dependiente de las necesidades del Regulado, las zonas de alta consecuencia se determinan por Ducto, Segmento o Sección.</p>		NO SE MODIFICA	
	<p>AMGN-20 Fecha 29-12-2017</p>	<p>Además de lo anterior, para el caso específico de un Ducto, Segmento o sección, que Transporte Hidrocarburos gaseosos, se identifican como zonas de alta Consecuencia cualquier área ubicada en zona urbana o cuando existan una o más edificaciones destinadas para la ocupación y actividad humana dentro del círculo de impacto potencial.</p>	<p>¿Ocupación de vivienda, o centros de alta concurrencia, (Escuela, hospitales, parques, centros comerciales, iglesias etc...), edificaciones de que características son las que las convierte en ZAC's?</p> <p>¿Se disminuye el valor de</p>	PROCEDE PARCIALMENTE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que la delimitación de las zonas de alta consecuencia es necesaria para categorizar las áreas</p>		SE MODIFICA	

		N/A	factor de diseño (f) $\zeta$		de consecuencia, sin embargo, se estima que, como lo implica el comentarista, debe identificarse las edificaciones a que se hace referencia en el numeral por lo que se aplica el comentario para dar claridad y certidumbre jurídica, y se adecua el texto del segundo párrafo 5.5 "Identificación y delimitación de zonas de alta Consecuencia", de acuerdo a necesidades del documento regulatorio, sin que lo relativo al factor de diseño sea alcance de esta Norma Oficial Mexicana.			
	CRE-50 Fecha 07-11-2017	<b>5.5 Identificación y delimitación de zonas de alta Consecuencia.</b>  Además de lo anterior, para el caso específico de un Ducto, Segmento o sección, que Transporte Hidrocarburos gaseosos, se identifican como zonas de alta Consecuencia se debe definir conforme a lo establecido en el numeral 7.4 Clases de localización de la NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, dentro del círculo de impacto potencial.	Se sugiere adecuar el párrafo considerando las definiciones establecidas en la NOM-007-SECR E-2010, Transporte de gas natural, las cuales refieren a clases de localización	NO PROCEDE	La NOM-007-SECRE-2010, sustituida por la NOM-007-ASEA-2016, determina las clases de localización, asimismo se encuentran definidas en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos, sin embargo, no son objeto de la presente Norma Oficial Mexicana.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
	SEMARNAT-11 Fecha 07-11-2017	<b>II. Contenido del Proyecto de Norma</b> 2. El primer párrafo del apartado relativo a la Identificación y delimitación de zonas de alta Consecuencia, señala: <i>"Para un Ducto, Segmento o sección que Transporte Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, se identifican como zonas de alta Consecuencia las Áreas Ambientalmente Sensibles que pueden ser impactadas por pérdidas de contención del producto y las poblaciones identificadas por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI). Se deben considerar todos los cuerpos de agua y acuíferos identificados</i>		PROCEDE PARCIALMENTE	Relativo al comentario previsto en el párrafo quinto, que indica que en el contexto pareciera haber una contradicción con la definición de área ambientalmente sensible y que, derivado de ello, se observa un alcance diverso al establecido, se aclara que: procede parcialmente el comentario, al eliminarse del párrafo de la Norma, lo relativo a la oración consistente en "áreas naturales protegidas" al		SE MODIFICA	

		<p>por el INEGI y la Comisión Nacional del Agua (CNA), así como las Áreas Naturales Protegidas.”</p> <p>Sobre el particular, se estima que el enunciado en los términos propuestos genera incertidumbre respecto de la determinación de las zonas de alta Consecuencia, toda vez que de lectura al párrafo de mérito se infiere que se faculta a una autoridad diversa a la ambiental para identificar las <i>áreas ambientalmente sensibles</i>.</p> <p>En este sentido, se estima que dicha disposición no atiende al concepto de <i>áreas ambientalmente sensibles</i> establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General emitidas por esa Agencia Nacional<sup>2</sup> en las que se establece que dichas áreas son aquellas que cuentan con una declaratoria de Área Natural Protegida, o que sustentan ecosistemas cuya estructura y función les caracteriza por su fragilidad, por la alta calidad de los servicios ambientales que ofrecen, por presentar vegetación primaria o especies sujetas a protección, aspectos que determinan las autoridades ambientales y no el citado Instituto, cuya función primordial es la organización, procesamiento, integración, compilación, publicación, divulgación y conservación de información de interés.</p> <p>Aunado a ello, debe considerarse que dicho Instituto en materia de áreas protegidas únicamente establece datos respecto del número, superficie y categoría de áreas naturales; es decir, integra, compila y divulga información tomando como base los datos primarios obtenidos de los Informantes del Sistema, lo que implica que dicho Instituto no entra en la valoración de aspectos estructurales y funcionales que permitan determinar a una zona como ambientalmente sensible atendiendo a los criterios que configuran a dichas áreas.</p> <p>Por otra parte, se observa que el citado párrafo establece que el Instituto Nacional en comento, identificara a las <i>poblaciones</i> que se consideren como zonas de alta Consecuencia; no obstante, el enunciado en los términos propuestos no establece a qué tipo de población se hace referencia, o en su caso, los criterios que determinan su configuración, lo que impide identificar y establecer de manera fehaciente las zonas de alta Consecuencia.</p>			<p>estar intrínsecamente previstas en la definición de Área ambientalmente sensible.</p> <p>Respecto a los comentarios referidos de que el Proyecto de Norma hace referencia a que el INEGI tenga una facultad de identificar las áreas ambientalmente sensibles, se aclara que sólo refiere a la competencia que guarda el INEGI para determinar aspectos demográficos, por eso se indica expresamente el apartado de Áreas Ambientalmente Sensibles.</p> <p>Se adecua el segundo párrafo de este numeral de acuerdo a las necesidades del documento regulatorio, estableciendo parámetros de ocupación y actividad humana a considerar durante el análisis de las consecuencias.</p> <p>Con relación al comentario o propuesta, relativo al término “población” se modifica la redacción para dar claridad, en el entendido de que lo que se pretende es analizar la información que arroje la densidad de población colindante al paso de los ductos</p> <p>Respecto de la delimitación de las zonas de alta Consecuencia basado en el círculo de impacto potencial calculado en el análisis de consecuencias y sus posibles efectos sobre las personas, instalaciones y el medio ambiente, dependerá de la metodología y herramienta más conveniente aplicada por cada Regulado basada en modelos de cálculo reconocidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables. Los modelos para la predicción de las</p>		
		<p>Cabe destacar, que la parte final del enunciado establece que todas las Áreas Naturales Protegidas se consideraran como zonas de alta Consecuencia, tal señalamiento, implica que dichas áreas se consideran de manera independiente a las áreas ambientalmente sensibles, lo que contradice la definición establecida previamente por ese órgano administrativo desconcentrado.</p> <p>En este sentido, se estima necesario se determine si las <i>áreas ambientalmente sensibles</i> en el contexto de la presente Norma, tendrán un alcance diverso al establecido previamente, y de ser así, se defina claramente dicho término.</p> <p>En otro orden de ideas, se advierte que el método para delimitar las zonas de alta Consecuencia está basado en el círculo</p>			<p>consecuencias por la liberación de una sustancia peligrosa deben involucrar una mayor cantidad de variables, tanto de la sustancia, como del tipo y condiciones de liberación, además de las características atmosféricas en el momento de la liberación, así como de los fenómenos posteriores a un evento extraordinario, es decir, explosión, incendio y dispersión, como se mencionan en el numeral 5.5 “Identificación y delimitación de zonas de alta Consecuencia”. Los</p>		

		de impacto potencial calculado en la estimación de consecuencias; sin embargo, del contenido del apartado de mérito no se desprende como los Regulados realizarán dicha estimación, aspecto que requiere de ser precisado a efecto de que la delimitación de zonas atienda a criterios claros. <sup>2</sup> Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 16 de marzo de 2017.			resultados deben ser presentados de forma clara, entre otros con gráficos que se generan y deben mostrar los efectos físicos de los escenarios simulados, mismo que debe contener el sitio de interés. Los Regulados deben documentar el proceso, herramientas y modelos utilizados mediante los cuales se obtuvieron la delimitación de zonas de alta consecuencia. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
<b>6. Inspección y Análisis de integridad.</b>						<b>6. Inspección y Análisis de integridad.</b>	NO SE MODIFICA	
Los Regulados deben utilizar el método cualitativo o cuantitativo mediante la inspección interna, externa, e indirecta para conocer preliminarmente el contenido y cantidad de indicaciones, su ubicación y dimensiones en un Ducto, Segmento o sección.	CRE-53 Fecha 07-11-2017	<b>6. Inspección y Análisis de integridad.</b> Los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia deben utilizar el método cualitativo o cuantitativo mediante la inspección interna, externa, e indirecta para conocer preliminarmente el contenido y cantidad de indicaciones, su ubicación y dimensiones en un Ducto, Segmento o sección	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, transporte y distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia	NO PROCEDE	Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados. El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado. El apéndice D establece competencias del personal que realice estas actividades. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	Los Regulados deben utilizar el método cualitativo o cuantitativo mediante la inspección interna, externa, e indirecta para conocer preliminarmente el contenido y cantidad de indicaciones, su ubicación y dimensiones en un Ducto, Segmento o sección.	NO SE MODIFICA	
	CRE-54 Fecha 07-11-2017	No es conciso lo que especifica este párrafo.		NO PROCEDE	Debido a que no es claro la propuesta o comentario. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
	TD Williamson-8 Fecha 21-11-2017	Los Regulados deben utilizar un método cualitativo o cuantitativo, establecido como resultado de la identificación de amenazas y jerarquización de riesgos, del capítulo 5, para realizar inspección interna, externa, directa o indirecta; para conocer la ubicación, cantidad, dimensiones y cantidad de las indicaciones y defectos, en el Ducto, Segmento o sección.	Siguiendo los resultados del análisis de riesgo, donde se establecen las amenazas, la severidad y el lugar donde pueden presentarse, aquí es donde se define la tecnología a utilizar para detectar si está ocurriendo el mecanismo de falla, y cuantificarlo. Para ello se deben emplear las técnicas relacionadas, para el caso de las amenazas internas	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que, ya se estableció en el numeral 6.1.1 de inspección interna la tabla 5 donde se enuncian los equipos utilizados en inspección interna y detección de		NO SE MODIFICA	

			<p>muy bien puede inspeccionarse con herramienta interna o bien de manera indirecta desde la parte interna. Para el caso de las amenazas externas las técnicas de medición indirecta o directa.</p> <p>Lo que se busca con las inspecciones es cuantificar la morfología de la anomalía o el defecto para luego hacer las evaluaciones de integridad.</p> <p>Con las evaluaciones de integridad lo que se persigue es de acuerdo a la morfología y tipo de daño, establecer el esfuerzo de falla y basado en esta establecer la presión de trabajo seguro (PMS) y la Presión Máxima Permitida de Operación Permitida (PMPO) para cada defecto o anomalía y se establecerá la mínima PMPO a la cual se puede someter el ducto.</p>		<p>indicaciones del Ducto, Segmento o Sección. El listado no es limitativo a la incorporación de nuevas tecnologías que comprueben su efectividad.</p> <p>En el numeral 6.3 de análisis de integridad, en la tabla 6 se indican los métodos disponibles para el análisis de indicaciones y/o análisis estructural, para determinar la integridad del Ducto, Segmento o Sección.</p> <p>Asimismo, se estableció en el numeral 6.3.2 de respuesta al análisis de integridad, criterios cuantitativos de severidad como, la presión máxima de operación permisible, la temperatura máxima permisible de operación, y el tiempo de vida remanente, determinando cuando es requerido una acción de respuesta inmediata o una acción de respuesta programada de acuerdo a su severidad.</p>			
<p><b>6.1 Inspección de integridad.</b> Los métodos actuales de inspección de integridad disponibles son los siguientes: a) Inspección interna; b) Inspección externa; c) Inspección indirecta, e d) Inspección muestral.</p>	<p>MARCOS ENRIQUE SOSA DURÁN-15 Fecha 04-01-2018</p>	<p>Evaluación de integridad. Se debe realizar la evaluación de integridad con base en las prioridades determinadas en la evaluación del riesgo, para lo cual se pueden utilizar las siguientes metodologías dependiendo de los peligros potenciales a los cuales el ducto es susceptible: a) Inspección interna b) Prueba hidrostática c) Evaluación Directa d) Otras metodologías</p>	<p>Considero importante que haya congruencia con los documentos Normativos Nacionales, Internacionales y Extranjeros. NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, §8 Evaluación de integridad ASME B31.8S Managing System Integrity of Gas Pipelines, §6 INTEGRITY ASSESSMENT API RP 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, §8 Integrity Assessment and Remediation</p>	NO PROCEDE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que, por definición la Evaluación de Integridad incluye tanto la Inspección de Integridad como el Análisis de Integridad. Si bien API RP 1160 y ASME B31.8S lo toman como una sola actividad, no así el DNVGL-RP-F116 2017 y DRAF ISO/CD 19345-2. Ya que la actividad de Inspección sólo es la aplicación de la Prueba no destructiva como lo establece el ASTM E 1316 2016.</p>	<p><b>6.1 Inspección de integridad.</b> Los métodos actuales de inspección de integridad disponibles son los siguientes: a) Inspección interna; b) Inspección externa; c) Inspección indirecta, e d) Inspección muestral.</p>	NO SE MODIFICA	
<p><b>6.1.1 Inspección interna</b> Este método de inspección empleado por los Regulados debe ser utilizado para localizar, identificar y dimensionar de manera preliminar las indicaciones en toda la longitud del Ducto, Segmento o sección. Dichas indicaciones se mencionan en la Tabla 5. La selección de la tecnología de inspección a utilizar por los Regulados, depende del tipo de peligros aplicables identificados y evaluados en el Análisis de Riesgo y de las condiciones geométricas de la infraestructura y operación del Ducto, ver Tabla 5. El siguiente listado no es limitativo a la incorporación de nuevas tecnologías que comprueben su efectividad: a) Fuga de flujo magnético: equipo de resolución estándar; b) Fuga de flujo magnético: equipo de alta resolución; c) Fuga de flujo magnético: equipo de flujo</p>	<p>CRE-55 Fecha 07-11-2017</p>	<p><b>6.1.1 inspección interna.</b> Este método de inspección empleado por los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, debe ser utilizado para localizar, identificar y dimensionar de manera preliminar las indicaciones en toda la longitud del Ducto, Segmento o sección. Dichas indicaciones se mencionan en la Tabla 5.</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia</p>	NO PROCEDE	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados. El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad de los Regulados. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	<p><b>6.1.1 Inspección interna.</b> Este método de inspección empleado por los Regulados debe ser utilizado para localizar, identificar y dimensionar de manera preliminar las indicaciones en toda la longitud del Ducto, Segmento o sección. Dichas indicaciones se mencionan en la Tabla 5. La selección de la tecnología de inspección a utilizar por los Regulados, depende del tipo de peligros aplicables identificados y evaluados en el Análisis de Riesgo y de las condiciones geométricas de la infraestructura y operación del Ducto, ver Tabla 5. El siguiente listado no es limitativo a la incorporación de nuevas tecnologías que comprueben su efectividad: a) Fuga de flujo magnético: equipo de resolución estándar; b) Fuga de flujo magnético: equipo de</p>	NO SE MODIFICA	



	<p>TD Williamson-9 Fecha 21-11-2017</p>		<p>Con la utilización de herramientas de inspección interna, pueden detectarse pérdidas de metal interna o externa, grietas, daños mecánicos (internos o externos), defectos de fabricación que hayan quedado estables en el tiempo. Para establecer la técnica y tecnología a utilizar depende el análisis de riesgo. Aquí es bien importante no dejar a la suerte la selección de la herramienta.</p> <p>Se recomienda reemplazar la tabla 5 por la tabla 1 de la Norma API 1163 y agregar la tabla 1 de la Norma NACE SP0102 que se complementa con la de la API, dado que ella representa la más actualizada de las tecnologías y defectos en los Ductos.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que los requisitos de las tablas indicadas en API 1163 y NACE SP0102 se establecen en la tabla 5 donde se resume los equipos utilizados en inspección interna y detección de indicaciones del Ducto, Segmento o Sección, la selección de la tecnología depende del tipo de peligros aplicables identificados y evaluados en el Análisis de Riesgo, así como de condiciones geométricas de la infraestructura y operación del Ducto.</p> <p>Se indica que el listado no es limitativo a la incorporación de nuevas tecnologías que comprueben su efectividad.</p> <p>Los documentos normativos API 1163 y NACE SP0102, se encuentran referidos en el capítulo 12. "Bibliografía".</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>
	<p>CRE-58 Fecha 07-11-2017</p>	<p><b>Tabla 5. Equipo utilizado en inspección interna y detección de indicaciones.</b> Menciona algunas características de los aparatos para localizar indicaciones de falla</p>	<p>La NOM debe prescribir el método y el equipo que se debe aplicar para buscar las indicaciones de falla.</p> <p>No indica el método para utilizar los equipos que menciona.</p> <p>Debe aclarar que es un caliper.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Debido a que la selección y empleo del equipo, depende de las necesidades del Regulado de acuerdo al tipo de peligros aplicables identificados y evaluados en el análisis de Riesgo, así como de las condiciones geométricas de la infraestructura y operación del Ducto.</p> <p>Caliper, como es mencionado en la tabla 5, es un término usado como sinónimo de equipo Geómetra.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>
<p><b>6.1.2 Inspección externa.</b> Cuando los peligros principales aplicables al Ducto sean estructurales, naturales o por Daños de terceros, los Regulados deben realizar una inspección externa del Ducto o Segmento para determinar las condiciones de trazo y perfil, claros libres, pandeo global y local, desplazamientos del Ducto, daños mecánicos, nivel de enterramiento, condiciones del lastre de concreto, recubrimiento anticorrosivo. Lo anterior</p>	<p>CRE-57 Fecha 07-11-2017</p>	<p><b>6.1.2 Inspección externa.</b> Cuando los peligros principales aplicables al Ducto sean estructurales, naturales o por Daños de terceros, los operadores del sistema deben realizar una inspección externa del Ducto o Segmento para determinar las condiciones de trazo y perfil, claros libres, pandeo global y local, desplazamientos del Ducto, daños mecánicos, nivel de enterramiento, condiciones del lastre de concreto,</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.</p> <p>El personal propio, así como de los contratistas,</p>	<p><b>6.1.2 Inspección externa.</b> Cuando los peligros principales aplicables al Ducto, Segmento o Sección sean estructurales, naturales o por Daños de terceros, los Regulados deben realizar una inspección externa del Ducto o Segmento para determinar las condiciones de trazo y perfil, claros libres, pandeo global y local, desplazamientos, daños mecánicos, nivel de enterramiento, condiciones del</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>

podrá realizarse mediante celaje terrestre, aéreo y/o con vehículo operado vía remota.		recubrimiento anticorrosivo. Lo anterior podrá realizarse mediante celaje terrestre, aéreo y/o con vehículo operado vía remota.			subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	lastre de concreto, recubrimiento anticorrosivo. Lo anterior podrá realizarse mediante celaje terrestre, aéreo y/o con vehículo operado vía remota.		
	SEMARNAT-12 Fecha 07-11-2017	<b>II. Contenido del Proyecto de Norma</b>  3. Dentro de los métodos de inspección de integridad, se observa que la inspección externa se realizara cuando los peligros principales aplicables al <i>Ducto</i> sean estructurales, naturales o por daños de terceros.  No obstante, lo anterior, del apartado relativo se advierte que dicha inspección se realiza no sólo sobre el Ducto, sino que también se lleva a cabo en el segmento. En este sentido, se estima necesario precisar el objeto de dicha inspección y en su caso, determinar si el método puede aplicarse al Segmento y sección.		NO PROCEDE	Debido a que no cuenta con una justificación y lo que indica el párrafo no es claro.  Sin embargo, el texto del numeral, fue complementado derivado de la pertinencia de otro comentario, aclarando que los daños e inspección se referirán al ducto, segmento o sección.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
	TD Williamson-10 Fecha 21-11-2017	Quando los peligros principales aplicables al Ducto sean estructurales, naturales o por Daños de terceros, los Regulados deben realizar una inspección externa del Ducto o Segmento para determinar las condiciones de trazo y perfil, claros libres, pandeo global y local, desplazamientos del Ducto, daños mecánicos, nivel de enterramiento, condiciones del lastre de concreto, recubrimiento anticorrosivo. Lo anterior podrá realizarse mediante celaje terrestre, aéreo y/o con vehículo operado vía remota o una combinación de ellos.	La inspección externa tiene dos vertientes, una relacionada a inspección directa del Ducto la cual está relacionada a verificar o no la afectación por efectos ambientales (deslaves por ejemplo), terceras partes (vandalismo). También con la inspección externa directa se podrá verificar condición del derecho de vía, y cuando se realicen excavaciones poder evaluar condición de la protección exterior (revestimiento o lastre). También está relacionada con la inspección indirecta, relacionada a conocer los niveles de protección catódica, pérdidas de corriente, resistividad u alcalinidad del suelo, gradientes de corriente para determinar estado del revestimiento, medición de profundidad del Ducto, establecer el pandeo local o global, para el caso de	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que el comentarista no establece una propuesta concreta, sin embargo se aclara la Norma Oficial Mexicana establece diversas metodologías que se encuadran en las dos vertientes a que referencia.		NO SE MODIFICA	

			Ductos cota afuera se hace de manera visual externa mediante ROV, pero para el caso de Ductos costa adentro (es muy poco probable que exista) se hace mediante herramientas de inspección interna.					
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-46 20-12-2017	Quando los peligros en el Ducto, Segmento o sección sean estructurales, naturales o por Daños de terceros, los Regulados deben realizar una inspección externa para determinar las condiciones de trazo y perfil, claros libres, pandeo, desplazamientos, así como daños mecánicos en tubería expuesta y en instalaciones superficiales. Lo anterior podrá realizarse mediante celaje terrestre, aéreo o con vehículo operado vía remota.	Se mejora redacción para las condiciones de los tipos de peligro.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	PROCEDE	Se aplica el comentario para dar claridad y certidumbre jurídica, se adecua párrafo conforme las necesidades del documento regulatorio.  Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Peligros", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Peligros" el comentario se considera ambiguo y obscuro.		SE MODIFICA	
	AMGN-22 Fecha 29-12-2017	<b>6.1.2 Inspección externa.</b> <b>N/A</b>	Esto implicaría una inspección directa ¿? Abrir y verificar físicamente el Ducto ¿?, realizar una evaluación de ensayos no destructivos.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no se presenta ninguna propuesta sólo se manifiestan preguntas.		NO SE MODIFICA	
<b>6.1.3 Inspección indirecta.</b> Debido a que el método de evaluación directa puede formar parte del proceso de Administración de la integridad, cada una de sus etapas se establece como sigue: a) Evaluación Previa, está documentada con el Análisis de Riesgo; b) Inspección indirecta, se describen en la presente sección; c) Inspección directa, se incluye como parte de la Verificación de indicaciones, y d) Evaluación posterior, corresponde al Análisis de integridad.  La inspección indirecta realizada por los Regulados es aplicable para determinar las secciones del Ducto o Segmento, susceptibles a los siguientes peligros: I. Corrosión externa (CE); II. Corrosión interna (CI); III. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC), y IV. Agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros (SSC).	AMGN-23 Fecha 29-12-2017	<b>6.1.3 Inspección indirecta.</b> Debido a que el método de <b>evaluación directa</b> puede formar parte del proceso de Administración de la integridad, cada una de sus etapas se establece como sigue: <b>N/A</b>	Describe la metodología de evaluación directa, cuando el numeral específica evaluación indirecta.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que el comentarista confunde los conceptos de "Evaluación" e "Inspección" siendo que esta última es componente de la primera, es decir, para que se lleve a cabo la Evaluación, debe ejecutarse previamente y entre otros, una inspección.  De ahí que en el numeral en cita se indica que la evaluación directa es un proceso estructurado y que consiste en las siguientes cuatro etapas: a) Evaluación Previa, está documentada con el Análisis de Riesgo; <b>b) Inspección indirecta, se describen en la presente sección;</b> c) Inspección directa, se incluye como parte de la Verificación de indicaciones,	<b>6.1.3 Inspección indirecta.</b> Debido a que el método de evaluación directa puede formar parte del proceso de Administración de la integridad, cada una de sus etapas se establece como sigue: a) Evaluación Previa, está documentada con el Análisis de Riesgo; b) Inspección indirecta, se describen en la presente sección; c) Inspección directa, se incluye como parte de la Verificación de indicaciones, y d) Evaluación posterior, corresponde al Análisis de integridad.  La inspección indirecta realizada por los Regulados es aplicable para determinar las secciones del Ducto o Segmento, susceptibles a los siguientes peligros: I. Corrosión externa (CE); II. Corrosión interna (CI); III. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC), y IV. Agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros (SSC).	NO SE MODIFICA	

					y d) Evaluación posterior, corresponde al Análisis de integridad. La inspección indirecta se trata en los siguientes numerales;			
	TD Williamson-11 Fecha 21-11-2017	*Debido a que el método de evaluación directa puede formar parte del proceso de Administración de la integridad, cada una de sus etapas se establece como sigue: a) Evaluación Previa, está documentada con el Análisis de Riesgo; b) Inspección indirecta, se describen en la presente sección; c) Inspección directa, se incluye como parte de la Verificación de indicaciones, y d) Evaluación posterior, corresponde al Análisis de integridad. La inspección indirecta realizada por los Regulados es aplicable para determinar las secciones del Ducto o Segmento, susceptibles a los siguientes peligros: I. Corrosión externa (CE); II. Corrosión interna (CI); III. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC) (HIC, SOHIC, Por sulfuros o por cloruros)	Quando por razones operacionales, no pueda ejecutarse una medición directa de inspección interna o cuando la causa, amenaza o mecanismo de falla que causa un riesgo elevado no existe tecnología que pueda ser ejecutada, debe emplearse una evaluación de integridad alternativa mediante mediciones indirectas. Donde se evaluarán variables y realizarán mediciones de comportamiento. Para el caso de Perdida de metal interna existe la metodología de Valoración Directa de corrosión interna (ICDA por siglas en ingles), con las variantes para gas húmedo y gas seco y líquido. Para el caso de Perdida de metal externa, existe la metodología de valoración directa de corrosión externa (ECDA por sus siglas en ingles). Y para el caso de agrietamiento en cualquiera de sus formas (HIC, SOHIC, Sulfuros, Cloruros) está la valoración directa de agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC-DA por sus siglas en ingles). Lo que quedaría fuera de metodología alterna está relacionada con el caso de agrietamiento por fatiga para tuberías con costura, dado que esto dependerá de la condición operacional y de la integración con alguna de las metodologías descritas.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que se indica metodología variada en el desarrollo del presente Proyecto de Norma. No es limitativo los Regulados pueden aplicar las metodologías enunciadas en el documento o aquellas que las igualen o mejoren.		NO SE MODIFICA	
	CRE-59 Fecha 07-11-2017	<b>6.1.3 Inspección indirecta.</b> La inspección indirecta realizada por los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, es aplicable para determinar las secciones del Ducto o Segmento, son susceptibles a los siguientes peligros	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, transporte y distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados. El personal propio, así como de los contratistas,		NO SE MODIFICA	

					subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.			
					El apéndice D establece competencias del personal que realice estas actividades. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
<p><b>6.1.3.1 Inspección indirecta para Corrosión externa y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos y agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros.</b></p> <p>La inspección que deben realizar los Regulados, es mediante la aplicación de las siguientes metodologías o aquellas que las igualen o mejoren, identificando las secciones susceptibles a Corrosión externa (CE), Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC) y Agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros (SSC) en la pared externa del Ducto, para el proceso de verificación de indicaciones:</p> <p>a) Potenciales a intervalos cercanos (CIS); b) Gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG); c) Gradiente de voltaje de corriente alterna (ACVG); d) Perfil de potenciales; e) Perfil de resistividad, e f) Inspección visual.</p> <p>La selección de la o las metodologías depende del o los peligros principales aplicables identificados.</p>	<p>AMGN-24 Fecha 29-12-2017</p>	N/A	No hace referencia a bajo que Norma. Si es la NACE u otra.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no existe propuesta como tal, no cambia el contenido de la presente Norma.	<b>6.1.3.1 Inspección indirecta para Corrosión externa y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos y agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros.</b> La inspección que pueden realizar los Regulados, es mediante la aplicación de alguna de las siguientes metodologías o aquellas que las igualen o mejoren, identificando las secciones susceptibles a Corrosión externa (CE), Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC) y Agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros (SSC) en la pared externa del Ducto, para el proceso de verificación de indicaciones:	NO SE MODIFICA	
	<p>AMGN-25 Fecha 29-12-2017</p>	<p>k) Potenciales a intervalos cercanos (CIS); l) Gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG); m) Gradiente de voltaje de corriente alterna (ACVG); n) Perfil de potenciales; o) Perfil de resistividad, e p) Inspección visual. q) <b>Perfil de pH</b></p>	Falta el estudio de pH	PROCEDE	Se aplica el comentario para dar claridad y certidumbre jurídica. Es necesario el parámetro de PH.	<p>a) Potenciales a intervalos cercanos (CIS); b) Gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG); c) Gradiente de voltaje de corriente alterna (ACVG); d) Perfil de potenciales; e) Perfil de resistividad; f) Inspección visual; g) Perfil de pH; h) Electromagnetismo; i) Método Pearson, y j) Atenuación de corriente.</p> <p>La selección de la o las metodologías depende del o los peligros principales aplicables identificados.</p>	SE MODIFICA	
	<p>CRE-60 Fecha 07-11-2017</p>	<p><b>6.1.3.1 Inspección indirecta para Corrosión externa y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos y agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros.</b></p> <p>La inspección que deben realizar los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, es mediante la aplicación de las siguientes metodologías o aquellas que las igualen o mejoren, identificando las secciones susceptibles a Corrosión externa (CE), Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC) y</p>	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia	NO PROCEDE	Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados. El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores		NO SE MODIFICA	

		Agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros (SSC) en la pared externa del Ducto, para el proceso de verificación de indicaciones			es responsabilidad del Regulado. El apéndice D establece competencias del personal que realice estas actividades. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
	CRE-61 Fecha 07-11-2017	Se sugiere que se especifiquen los métodos de inspección con más detalle ya que parece que dejan muchos detalles al criterio del que los aplique. Se sugiere indicar los estándares que especifican los métodos mencionados		NO PROCEDE	Debido a que el documento es específico para la administración de la integridad de Ductos, el numeral establece metodologías de inspección indirecta, se debe dar cumplimiento y su aplicación es dependiendo de las necesidades del Regulado y realizado por especialistas en la materia. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
	TD Williamson-12 Fecha 21-11-2017	<b>Inspección indirecta para Corrosión externa y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos y agrietamiento bajo esfuerzos.</b>	Dada las Normas de evaluaciones directas, tanto para corrosión externa, interna y agrietamiento; aquí se trata de unificación de criterios y que se generen las combinaciones necesarias para que se haga de manera integrada para ahorrar recursos y tiempo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que, la justificación no aporta algún valor a la presente Norma. No es limitativo, los Regulados pueden aplicar las metodologías enunciadas en el documento o aquellas que las igualen o mejoren.		NO SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-47 Fecha 20-12-2017	<b>6.1.3.1 Inspección indirecta para Corrosión externa y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos.</b> La inspección que pueden realizar los Regulados, es mediante la aplicación de las alguna de las siguientes metodologías o aquellas que las igualen o mejoren, identificando las secciones susceptibles a Corrosión externa (CE), Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC) en la pared externa del Ducto, para el proceso de verificación de indicaciones:	Se modifica la redacción del texto y se elimina el mecanismo de falla por agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros; debido a que no existe metodología documentada para su inspección. Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	PROCEDE PARCIALMENTE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó procedente el comentario, y se sustituye el término "debe" por "puede", pues mejora redacción y aporta técnicamente al documento, se adecua párrafo conforme las necesidades del documento regulatorio. Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Mecanismo de falla por agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio, por lo que se		SE MODIFICA	

					considera no procedente su eliminación. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Mecanismo de falla por agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros", el comentario se considera ambiguo y obscuro.			
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-48 Fecha 20-12-2017	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Potenciales a intervalos cercanos (CIS);</li> <li>b) Gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG);</li> <li>c) Gradiente de voltaje de corriente alterna (ACVG);</li> <li>d) Perfil de potenciales;</li> <li>e) Perfil de resistividad, e</li> <li>f) Electromagnetismo;</li> <li>g) Método Pearson; y</li> <li>h) Atenuación de corriente.</li> </ul> <p>La selección de la o las metodologías depende del o los peligros principales aplicables identificados.</p>	<p>Se adicionan 3 metodologías por tener registros que evidencian su aplicación. Así mismo, se elimina la inspección visual, por no ser un método indirecto.</p> <p>Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.</p>	PROCEDE PARCIALMENTE	<p>Se aplica el comentario para dar claridad y certidumbre jurídica, se adicionan las 3 metodologías; Electromagnetismo, Método Pearson y Atenuación de corriente.</p> <p>Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "La Inspección Visual", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio, por lo que se determinó no procedente su eliminación. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Metodologías", el comentario se considera ambiguo y obscuro.</p>	SE MODIFICA		
<b>6.1.3.2 Inspección indirecta para Corrosión interna.</b> Esta actividad consiste en que los Regulados realicen un análisis de flujo de fluidos para determinar las secciones del Ducto o Segmento, con mayor velocidad de Corrosión interna generalizada, ya sea por acumulación de líquidos, separación de fases, asentamiento de sólidos y lodos o zonas susceptibles por altos esfuerzos cortantes debidos al flujo, para el proceso de verificación de indicaciones.	CRE-62 Fecha 07-11-2017	<b>6.1.3.2 Inspección indirecta para Corrosión interna.</b> Esta actividad consiste en que los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, realicen un análisis de flujo de fluidos para determinar las secciones del Ducto o Segmento, con mayor velocidad de Corrosión interna generalizada, ya sea por acumulación de líquidos, separación de fases, asentamiento de sólidos y lodos o zonas susceptibles por altos esfuerzos cortantes debidos al flujo, para el proceso de verificación de indicaciones.	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia	NO PROCEDE	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.</p> <p>El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.</p> <p>El apéndice D establece competencias del personal que realice estas actividades.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con</p>	<b>6.1.3.2 Inspección indirecta para Corrosión interna.</b> Esta actividad consiste en que los Regulados realicen un análisis de flujo de fluidos para determinar las secciones del Ducto o Segmento, con mayor velocidad de Corrosión interna generalizada, ya sea por acumulación de líquidos, separación de fases, asentamiento de sólidos y lodos o zonas susceptibles por altos esfuerzos cortantes debidos al flujo, para el proceso de verificación de indicaciones.	NO SE MODIFICA	

					fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
<b>6.1.3.3 Ondas guiadas.</b> Este método se puede aplicar al Ducto, Segmento o sección, donde los peligros correspondan a pérdida de metal localizada o generalizada.	AMGN-26 Fecha 29-12-2017	<b>6.1.3.2 Inspección indirecta para Corrosión interna.</b> <b>6.1.3.3 Ondas guiadas.</b> <b>N/A</b>	Si ya es inspección directa, también se tendrían que incluir pruebas NDE (Líquidos penetrantes, ultrasónico, etc...)	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que son metodologías mínimas a aplicar, no son limitativas y dependiente de las necesidades específicas del Regulado. Este método es aplicable a Ductos donde no es factible ejecutar la inspección interna y además de que los peligros principales aplicables correspondan a pérdida de metal localizada o generalizada. La inspección por Ondas Guiadas o Ultrasonido de Largo Alcance es un tipo de Ensayo No Destructivo no convencional utilizado para la detección de pérdidas de material en tuberías, a diferencia del ultrasonido convencional donde la inspección es localizada, la aplicación de esta técnica permite la inspección de grandes distancias de tuberías desde un único punto de aplicación, permite inspeccionar Ductos con aislamiento, encamisados, enterrados y cruzamientos, entre otros.	<b>6.1.3.3 Ondas guiadas.</b> Este método se puede aplicar al Ducto, Segmento o sección, donde los peligros correspondan a pérdida de metal localizada o generalizada.	NO SE MODIFICA	
	TD Williamson-13 Fecha 21-11-2017	Eliminar este punto	Basado en esto es una técnica de inspección de UT, está inmersa en las técnicas a aplicar. Si se menciona esta técnica por separado, sería necesario entonces definir todas las técnicas de inspección.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario toda vez que son metodologías mínimas a aplicar, no son limitativas y dependiente de las necesidades específicas del Regulado. Este método es aplicable a Ductos donde no es factible ejecutar la inspección interna y además de que los peligros principales aplicables correspondan a pérdida de metal localizada o generalizada. La inspección por Ondas Guiadas o Ultrasonido de Largo Alcance es un tipo de Ensayo No Destructivo no convencional utilizado para la detección de pérdidas de material en tuberías, a diferencia del ultrasonido convencional donde la inspección es localizada, la aplicación de esta técnica permite la inspección de grandes distancias de		NO SE MODIFICA	

					tuberías desde un único punto de aplicación, permite inspeccionar Ductos con aislamiento, encamisados, enterrados y cruzamientos, entre otros.			
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-49 Fecha 20-12-2017	Este método se puede aplicar al Ducto, Segmento o sección, donde los peligros correspondan a corrosión externa o interna.	Se mejora redacción. Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que la inspección por Ondas Guiadas o Ultrasonido de Largo Alcance es un tipo de Ensayo No Destructivo no convencional utilizado para la detección de pérdidas de material en tuberías.  Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Ondas guiadas", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Ondas guiadas", el comentario se considera ambiguo y obscuro.		NO SE MODIFICA	
<b>6.1.4 Inspección muestral.</b> Los Regulados pueden utilizar este método consistente en seleccionar una cierta cantidad de secciones de un Ducto o Segmento y sus accesorios para ser inspeccionadas con Pruebas no destructivas. El número de secciones que conforme la muestra debe ser estadísticamente representativo de la totalidad del Ducto o Segmento, de manera que permita inferir la integridad del Ducto o Segmento.  Los métodos estadísticos deben proporcionar como mínimo un tamaño de muestra y un nivel de certidumbre en la inspección. Los dos métodos estadísticos recomendados son: el muestreo por atributos y el muestreo basado en distribuciones normales.	AMGN-27 Fecha 29-12-2017	<b>6.1.4 Inspección muestral.</b> N/A	Esto no se podría complementar con la inspección directa ya que esta nos genera zonas ECDA, ICDA, SCCDA, que permite generar una muestra correcta¿?	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no aporta técnicamente.  La metodología no sólo está limitada a estos tres tipos de peligros.	<b>6.1.4 Inspección muestral.</b> Los Regulados pueden utilizar este método consistente en seleccionar una cierta cantidad de secciones de un Ducto o Segmento y sus accesorios para ser inspeccionadas con Pruebas no destructivas. El número de secciones que conforme la muestra debe ser estadísticamente representativo de la totalidad del Ducto o Segmento, de manera que permita inferir la integridad del Ducto o Segmento.  Los métodos estadísticos deben proporcionar como mínimo un tamaño de muestra y un nivel de certidumbre en la inspección. Los dos métodos estadísticos recomendados son: el muestreo por atributos y el muestreo basado en distribuciones normales.	NO SE MODIFICA	
	CRE-63 Fecha 07-11-2017	<b>6.1.4 Inspección muestral.</b> Los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia pueden utilizar este método consistente en seleccionar una cierta cantidad de secciones de un Ducto o Segmento y sus accesorios para ser inspeccionadas con Pruebas no destructivas. El número de secciones que conforme la muestra debe ser estadísticamente representativo de la totalidad del Ducto o Segmento, de manera que permita inferir la integridad del Ducto o Segmento.	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia	NO PROCEDE	Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.  El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del		NO SE MODIFICA	

					Regulado.		
					El apéndice D establece competencias del personal que realice estas actividades.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		
	TD Williamson-14 Fecha 21-11-2017	Los Regulados pueden utilizar este método consistente en seleccionar una cierta cantidad de secciones de un Ducto o Segmento y sus accesorios para ser inspeccionadas con Pruebas no destructivas; cuando no se dispone de estudios previos de inspección e integridad, basado en lo especificado en las normas de evaluación directa (ICDA, ECDA o SCC-DA o una combinación de ellas).  El número de secciones que conforme la muestra debe ser estadísticamente representativo de la totalidad del Ducto o Segmento, de manera que permita inferir la integridad del Ducto o Segmento, como referencia debe complementarse con la tabla siguiente, la cual indica la cantidad mínima necesaria de puntos de muestreo basado en la longitud del segmento, la cual debe ser complementada con las zonas de altas consecuencias y el fluido manejado.  Los métodos estadísticos deben proporcionar como mínimo un tamaño de muestra y un nivel de certidumbre en la inspección. Los dos métodos estadísticos recomendados son: el muestreo por atributos y el muestreo basado en distribuciones normales.	Para hacer la selección para establecer la cantidad de secciones del Ducto que se deben evaluar por muestreo está relacionado de manera directa con la longitud del Ducto, las zonas de impacto que tenga presente y el fluido que se maneja. Donde debe existir previamente una clasificación de zonas de consecuencias y factores de diseño. Donde se apliquen todas las técnicas requeridas de acuerdo a las amenazas, pensando que esto es una alternativa para establecer la integridad del Ducto mediante evaluaciones directas.  Para hacerlo consistente, puede pensar en muestreo de los puntos donde hay posibilidad de un crecimiento acelerado de daño, como seguimiento de reportes de inspección e integridad previos, o en su defecto cuando no se tienen estudios previos poder definir el nivel de integridad basado en las normas ICDA, ECDA o SCC-DA, se recomienda rescatar lo indicado en el NRF-030, Tabla 13.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, pues aplicando la Norma se determinan los planes de atención y se debe dar seguimiento a lo detectado, mediante un programa de atención de las indicaciones y dependiente de las necesidades específicas de los Regulados.	NO SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-50 Fecha 20-12-2017	Los métodos estadísticos deben proporcionar como mínimo un tamaño de muestra representativo a inspeccionar. Los dos métodos estadísticos recomendados son: el muestreo por atributos y el muestreo basado en distribuciones normales.	Se mejora redacción.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que el comentario no aporta mayor certidumbre a la presente Norma, toda vez que ya se indica que la muestra debe ser estadísticamente representativa de la totalidad del Ducto o Segmento.	NO SE MODIFICA	
					Adicional a lo anterior, se considera que el comentario		

Longitud del Ducto	Nivel	Número de Consecuencias
0-1000 m	Alto	10
1000-2000 m	Medio	20
2000-3000 m	Bajo	30

Tabla 13. Localización de medición de espesores (LME) en tramos rectos de tubería

					no indica cuál es el problema de utilizar "Certidumbre", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Certidumbre", el comentario se considera ambiguo y obscuro.		
<p><b>6.2 Verificación de indicaciones.</b></p> <p>Estas deben realizarse por los Regulados, mediante inspecciones directas con Pruebas no destructivas del Ducto, Segmento o sección, definidas como representativas para localizar, identificar y dimensionar las indicaciones contenidas en dicha sección. Las dimensiones que se deben registrar son las descritas en el APÉNDICE NORMATIVO E.</p> <p>El reporte de verificación de indicaciones elaborado por los Regulados, debe contener como mínimo:</p> <p>a) La identificación del Ducto (clave, nombre, diámetro, elemento o kilometraje y fecha de inspección);</p> <p>b) Localización de la Indicación y referencias, en coordenadas GPS (geoposicionamiento satelital) en latitud, longitud y elevación;</p> <p>c) Clave de identificación del reporte (para trazabilidad);</p> <p>d) Descripción de los equipos y materiales utilizados;</p> <p>e) Parámetro con los cuales se ejecutó la prueba;</p> <p>f) Resultados de la inspección, incluyendo evidencia en función del método y técnica de prueba no destructiva aplicada (oscilogramas o imagen radiográfica);</p> <p>g) Condición del recubrimiento externo en la sección donde se realizó la inspección;</p> <p>h) Estado de la superficie a inspeccionar (rugosidad, acabado, presencia de productos de corrosión y limpieza);</p> <p>i) Representación esquemática de la localización de la sección inspeccionada y de las indicaciones detectadas;</p> <p>j) Registro fotográfico de la sección inspeccionada y de las indicaciones detectadas, antes y después de la inspección, y</p> <p>k) Nombre, firma y nivel del personal que aplico la o las Pruebas no destructivas.</p>	<p>AMGN-28 Fecha 29-12-2017</p>	<p><b>6.2 Verificación de indicaciones.</b></p> <p><b>N/A</b></p>	<p>Deberían de incluir un formato o plantilla como referencia.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que el numeral 6.2 "Verificación de indicaciones", ya establece el mínimo de información que debe contener un reporte de inspección de integridad y verificación de indicaciones, asimismo el apéndice E (normativo) lista indicaciones más comunes en Ductos, el Regulado debe considerar elaborar el procedimiento correspondiente que debe incluir el formato y considerar contener estos datos que se deben llenar para llevar un registro histórico del Ducto, Segmento o Sección inspeccionado.</p>	<p><b>6.2 Verificación de indicaciones.</b></p> <p>Estas deben realizarse por los Regulados, mediante inspecciones directas con Pruebas no destructivas del Ducto, Segmento o Sección, definidas como representativas para localizar, identificar y dimensionar las indicaciones contenidas en dicha sección. Las dimensiones que se deben registrar son las descritas en el Apéndice E (normativo).</p> <p>El reporte de verificación de indicaciones elaborado por los Regulados debe contener como mínimo:</p> <p>a) La identificación del Ducto (clave, nombre, diámetro, elemento o kilometraje y fecha de inspección);</p> <p>b) Localización de la Indicación y referencias, en coordenadas GPS (geoposicionamiento satelital) en latitud, longitud y elevación;</p> <p>c) Clave de identificación del reporte (para trazabilidad);</p> <p>d) Descripción de los equipos y materiales utilizados;</p> <p>e) Parámetro con los cuales se ejecutó la prueba;</p> <p>f) Resultados de la inspección, incluyendo evidencia en función del método y técnica de prueba no destructiva aplicada (oscilogramas o imagen radiográfica);</p> <p>g) Condición del recubrimiento externo en la sección donde se realizó la inspección;</p> <p>h) Estado de la superficie a inspeccionar (rugosidad, acabado, presencia de productos de corrosión y limpieza);</p> <p>i) Representación esquemática de la localización de la sección inspeccionada y de las indicaciones detectadas;</p> <p>j) Registro fotográfico de la sección inspeccionada y de las indicaciones detectadas, antes y después de la inspección, y</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>
	<p>SENER-14 Fecha 21-11-2017</p>	<p><b>6.2 Verificación de indicaciones.</b></p> <p><b>APÉNDICE E (NORMATIVO)</b></p>	<p>Sugerencia con la finalidad de que se encuentre definido de forma idéntica en todo el documento.</p>	<p>PROCEDE</p>	<p>Se aplica comentario en base a lo que indica la NMX-Z-013-SCFI-2015. Se da respuesta al comentario, lo anterior con</p>		<p>SE MODIFICA</p>

					fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
	CRE-64 Fecha 07-11-2017	<b>6.2 Verificación de indicaciones.</b> Estas deben realizarse por los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, mediante inspecciones directas con Pruebas no destructivas del Ducto, Segmento o sección, definidas como representativas para localizar, identificar y dimensionar las indicaciones contenidas en dicha sección. Las dimensiones que se deben registrar son las descritas en el APÉNDICE NORMATIVO E.	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia	NO PROCEDE	Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.		NO SE MODIFICA	
Para la verificación de las indicaciones deben emplearse procedimientos calificados por los Regulados y equipos con informes de calibración vigente, emitidos por un laboratorio de calibración acreditado en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.					El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado. El apéndice D establece competencias del personal que realice estas actividades. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	k) Nombre, firma y nivel del personal que aplico la o las Pruebas no destructivas.  Para la verificación de las indicaciones deben emplearse procedimientos calificados por los Regulados y equipos con informes de calibración vigente, emitidos por un laboratorio de calibración acreditado en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.		
	CRE-66 Fecha 07-11-2017	<b>6.2 Verificación de indicaciones.</b> Estas deben realizarse por los Regulados, mediante inspecciones directas con Pruebas no destructivas del Ducto, Segmento o sección, definidas como representativas para localizar, identificar y dimensionar las indicaciones contenidas en dicha sección. Las dimensiones que se deben registrar son las descritas en el APÉNDICE NORMATIVO E.  El reporte de verificación de indicaciones elaborado por los Regulados debe contener como mínimo: a) La identificación del Ducto ( <b>servicio o producto</b> , clave, nombre, diámetro, elemento o kilometraje y fecha de inspección);	Se sugiere integrar el <b>servicio o producto</b> que maneja el Ducto, con la finalidad de contar con mayor información al respecto.	NO PROCEDE	Debido a que el comentario de integrar en inciso a) los términos "servicio o producto", esta información es lo solicitado en el inciso, a) "clave, nombre. "; el nombre del Ducto se le relaciona necesariamente con el producto transportado.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-51 Fecha 20-12-2017	El reporte de verificación de indicaciones elaborado por los Regulados, debe contener como mínimo: a) La identificación del Ducto (clave, nombre, diámetro, elemento o kilometraje y fecha de inspección); b) Ubicación de la indicación; c) Clave de identificación del reporte (para trazabilidad); d) Descripción de los equipos y materiales utilizados;	Se mejora redacción en inciso b).  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, ya que es impreciso referenciar como se propone en el inciso b) "Ubicación de la indicación" Adicional a lo anterior el inciso b) es mucho más claro, da más certeza y evita error al correlacionar y		NO SE MODIFICA	

		<p>e) Parámetros con los cuales se ejecutó la prueba;</p> <p>f) Resultados de la inspección, incluyendo evidencia en función del método y técnica de prueba no destructiva aplicada (oscilogramas o imagen radiográfica);</p> <p>g) Condición del recubrimiento externo en la sección donde se realizó la inspección;</p> <p>h) Estado de la superficie a inspeccionar (rugosidad, acabado, presencia de productos de corrosión y limpieza);</p>			<p>ubicar en campo con referencias, en coordenadas GPS (geoposicionamiento satelital) en latitud, longitud y elevación. De este modo permite con certeza la rastreabilidad en campo de la información o reporte de indicaciones donde se ha llevado a cabo el análisis de integridad correspondiente. Aunado a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el</p>		
		<p>i) Representación esquemática de la localización de la sección inspeccionada y de las indicaciones detectadas;</p> <p>j) Registro fotográfico de la sección inspeccionada y de las indicaciones detectadas, antes y después de la inspección, y</p> <p>k) Nombre, firma y nivel del personal que aplico la o las Pruebas no destructivas.</p>			<p>problema de utilizar "GPS (geoposicionamiento satelital)", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "GPS (geoposicionamiento satelital)", el comentario se considera ambiguo y obscuro.</p>		
	<p>CRE-65 Fecha 07-11-2017</p>	<p>Para la verificación de las indicaciones deben emplearse procedimientos calificados por los operadores del sistema y equipos con informes de calibración vigente, emitidos por un laboratorio de calibración acreditado en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.</p> <p>El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
<p><b>6.3 Análisis de integridad.</b> Los Regulados deben realizar el análisis de las indicaciones detectadas y/o el análisis estructural del Ducto, Segmento o sección; para determinar los parámetros de severidad que cuantifiquen el estado actual de integridad y que permitan programar y jerarquizar las actividades de mantenimiento necesarias para restablecer la integridad requerida por los Regulados. Para realizar el Análisis de integridad, se debe considerar como mínimo la información listada en las</p>	<p>CRE-70 Fecha 07-11-2017</p>		<p>Se sugiere numerar los párrafos de este subcapítulo</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Debido a que el párrafo del capítulo tiene el numeral de una subdivisión y no se considera que existan párrafos colgantes de acuerdo con la NOM-MX-Z-013-SCFI-2015.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio</p>	<p><b>6.3 Análisis de integridad.</b> Los Regulados deben realizar el análisis de las indicaciones detectadas y/o el análisis estructural del Ducto, Segmento o sección; para determinar los parámetros de severidad que cuantifiquen el estado actual de integridad y que permitan programar y jerarquizar las actividades de mantenimiento necesarias para restablecer la integridad requerida por los Regulados. Para realizar el Análisis de integridad, se debe considerar como mínimo la información listada en las</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>

<p>Tablas 1 y 2 del presente Proyecto de Norma.</p> <p>Adicionalmente, los Regulados deberán determinar la integridad del Ducto, Segmento o sección, con base en estudios de ingeniería para evaluación de las indicaciones señaladas en la Tabla 6 o en su caso métodos numéricos para el análisis estructural, a su vez en esta etapa se debe determinar la fecha de la próxima inspección.</p> <p>Los análisis estructurales deben de realizarse con la configuración geométrica actual y condiciones de carga estáticas y dinámicas actuantes sobre el Ducto, Segmento o sección, cumpliendo con los requisitos para las combinaciones de carga y criterios de aceptación de acuerdo con lo indicado en Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables.</p> <p>Si durante el análisis estructural del Ducto, Segmento o sección, no se cumplieran los criterios de evaluación, se debe realizar un análisis iterativo del comportamiento estructural del mismo para seleccionar las actividades de mantenimiento que permitan que el Ducto, Segmento o sección, opere dentro de los criterios de aceptación.</p> <p>Cuando un Ducto, Segmento o sección tenga doscientos o más ciclos de presurización manométrica desde cero hasta la presión de diseño por año, los Regulados deben realizar un análisis de fatiga para determinar el daño acumulado. También se debe evaluar por fatiga el Ducto, Segmento o sección, que presente esfuerzos cíclicos por vibración, que excedan el nivel máximo permisible por la Norma de diseño aplicable.</p> <p>El análisis de fatiga para determinar el daño acumulado debe realizarse de acuerdo con lo indicado en Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables.</p> <p>La Tabla 6 indica algunos métodos disponibles de indicaciones en la pared del tubo, soldadura y accesorios que conforman el Ducto, Segmento o sección, que pueden ser aplicables para el análisis de fatiga.</p> <p>El periodo entre inspecciones de integridad no podrá ser mayor a lo indicado en la Tabla 8 y debe determinarse en el Análisis de integridad, considerando como mínimo lo siguiente:</p> <p>a) La velocidad de crecimiento de las indicaciones con base al peligro que afecte al Segmento o sección del Ducto;</p> <p>b) La reducción de la PMOP de las indicaciones con base a su velocidad de crecimiento;</p> <p>c) Las reparaciones programadas y ejecutadas;</p> <p>d) Incrementos en las condiciones de operación (Presión y Temperatura), por arriba de los parámetros de severidad establecidos, y</p>	<p>CRE-76 Fecha 07-11-2017</p>	<p>Los párrafos no están identificados con un numeral o un inciso por lo que no es posible establecer referencias, se sugiere incluir numerales o incisos.</p> <p>Se sugiere incorporar un párrafo, en donde se señale que la fecha de próxima medición, no deberá exceder los 5 años respecto a la última medición (en aquellos casos donde existan al menos dos determinaciones previas), y no deberá exceder un año cuando únicamente se cuente con una sola determinación.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p> <p>Debido a que el párrafo del capítulo tiene el numeral de una subdivisión y no se considera que existan párrafos colgantes de acuerdo con la NOM-MX-Z-013-SCFI-2015.</p> <p>Respecto al comentario recibido en cuanto a los tiempos, éstos son referidos a la medición preventiva de espesores y lo cual debe establecerse en el procedimiento correspondiente para esta actividad, el alcance de este numeral es diferente y está relacionado al análisis de indicaciones detectadas y/o el análisis estructural de un reporte de indicaciones por la inspección interna, externa, e indirecta.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 50., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	<p>Tablas 1 y 2 de la presente de Norma.</p> <p>Adicionalmente, los Regulados deberán determinar la integridad del Ducto, Segmento o sección, con base en estudios de ingeniería para evaluación de las indicaciones señaladas en la Tabla 6 o en su caso métodos numéricos para el análisis estructural, a su vez en esta etapa se debe determinar la fecha de la próxima inspección.</p> <p>Los análisis estructurales deben de realizarse con la configuración geométrica actual y condiciones de carga estáticas y dinámicas actuantes sobre el Ducto, Segmento o sección, cumpliendo con los requisitos para las combinaciones de carga y criterios de aceptación de acuerdo con lo indicado en Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables.</p> <p>Si durante el análisis estructural del Ducto, Segmento o sección, no se cumplieran los criterios de evaluación, se debe realizar un análisis iterativo del comportamiento estructural del mismo para seleccionar las actividades de mantenimiento que permitan que el Ducto, Segmento o sección, opere dentro de los criterios de aceptación.</p> <p>Cuando un Ducto, Segmento o sección tenga doscientos o más ciclos de presurización manométrica desde cero hasta la presión de diseño por año, los Regulados deben realizar un análisis de fatiga para determinar el daño acumulado. También se debe evaluar por fatiga el Ducto, Segmento o sección, que presente esfuerzos cíclicos por vibración, que excedan el nivel máximo permisible por la Norma de diseño aplicable.</p> <p>El análisis de fatiga para determinar el daño acumulado debe realizarse de acuerdo con lo indicado en Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables.</p> <p>La Tabla 6 indica algunos métodos disponibles de indicaciones en la pared del tubo, soldadura y accesorios que conforman el Ducto, Segmento o sección, que pueden ser aplicables para el análisis de fatiga.</p> <p>El periodo entre inspecciones de integridad no podrá ser mayor a lo indicado en la Tabla 8 y debe determinarse en el Análisis de integridad, considerando como mínimo lo siguiente:</p> <p>a) La velocidad de crecimiento de las indicaciones con base al peligro que afecte al Segmento o sección del Ducto;</p> <p>b) La reducción de la PMOP de las indicaciones con base a su velocidad de crecimiento;</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
<p>6.3 Análisis de integridad.</p> <p>Los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, deben realizar el análisis de las indicaciones detectadas y/o el análisis estructural del Ducto, Segmento o sección; para determinar los parámetros de severidad que cuantifiquen el estado actual de integridad y que permitan programar y jerarquizar las actividades de mantenimiento necesarias para restablecer la integridad requerida por los Regulados. Para realizar el Análisis de integridad, se debe considerar como mínimo la información listada en las Tablas 1 y 2 del presente Proyecto de Norma.</p>	<p>CRE-67 Fecha 07-11-2017</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 30., fracción VIII, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.</p> <p>El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.</p> <p>El apéndice D establece competencias del personal que realice estas actividades.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 50., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 30., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.</p> <p>El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.</p> <p>El apéndice D establece competencias del personal que realice estas actividades.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 50., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
<p>Adicionalmente, los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, deberán determinar la integridad del Ducto, Segmento o sección, con base en estudios de ingeniería para evaluación de las indicaciones señaladas en la Tabla 6 o en su caso métodos numéricos para el</p>	<p>CRE-68 Fecha 07-11-2017</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de Operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 30., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector</p>	<p>a) La velocidad de crecimiento de las indicaciones con base al peligro que afecte al Segmento o sección del Ducto;</p> <p>b) La reducción de la PMOP de las indicaciones con base a su velocidad de crecimiento;</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	

<p>e) Cambios de servicio.</p> <p>En el caso de los análisis estructurales, éstos se deben actualizar cuando se presenten eventos que modifiquen la configuración geométrica del último análisis, tales como, desplazamientos inesperados, movimientos de suelo, eventos sísmicos, entre otros.</p>		<p>análisis estructural, a su vez en esta etapa se debe determinar la fecha de la próxima inspección.</p>	<p>y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto especialistas en la materia</p>		<p>Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados. El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.</p>	<p>c) Las reparaciones programadas y ejecutadas; d) Incrementos en las condiciones de operación (Presión y Temperatura), por arriba de los parámetros de severidad establecidos, y e) Cambios de servicio.</p>																	
<p>Tabla 6. Matriz de atención para el análisis de instalaciones en la parte de ducto, segmentos y secciones que pertenecen al Ducto, Segmento y sección.</p> <table border="1" data-bbox="210 414 430 657"> <thead> <tr> <th>Tipo de instalación</th> <th>Método de inspección</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Partido general de espesor interno externo</td> <td>ADRES 2013</td> </tr> <tr> <td>Partido de espesor interno externo</td> <td>2013/2014/15</td> </tr> <tr> <td>Caudales por Corrosión, eventos de fallas mecánicas y fallas de soldadura</td> <td>AP 870 08 7010</td> </tr> <tr> <td>Resacas y AGS</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Eventos e instalaciones de gases, causados por movimientos de SCL, SSC, MC, Talpa (o sea línea de agua)</td> <td>AP 870 08 7010</td> </tr> <tr> <td>Instalaciones en condiciones de integridad, circunstancias de fallas</td> <td>AP 1100 AP 1100</td> </tr> <tr> <td>Modular y combinaciones de instalaciones</td> <td>AP 870 ADRES 2013 ADRES 2013</td> </tr> </tbody> </table>	Tipo de instalación	Método de inspección	Partido general de espesor interno externo	ADRES 2013	Partido de espesor interno externo	2013/2014/15	Caudales por Corrosión, eventos de fallas mecánicas y fallas de soldadura	AP 870 08 7010	Resacas y AGS		Eventos e instalaciones de gases, causados por movimientos de SCL, SSC, MC, Talpa (o sea línea de agua)	AP 870 08 7010	Instalaciones en condiciones de integridad, circunstancias de fallas	AP 1100 AP 1100	Modular y combinaciones de instalaciones	AP 870 ADRES 2013 ADRES 2013					<p>El apéndice D establece competencias del personal que realice estas actividades. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	<p>En el caso de los análisis estructurales, éstos se deben actualizar cuando se presenten eventos que modifiquen la configuración geométrica del último análisis, tales como, desplazamientos inesperados, movimientos de suelo, eventos sísmicos, entre otros. Para efectos de lectura de la presente matriz de atención a comentarios y con el propósito de visualizar correctamente la tabla 6, es necesario remitirse al Anexo X de figuras y tablas inserto al final del presente documento.</p>	
Tipo de instalación	Método de inspección																						
Partido general de espesor interno externo	ADRES 2013																						
Partido de espesor interno externo	2013/2014/15																						
Caudales por Corrosión, eventos de fallas mecánicas y fallas de soldadura	AP 870 08 7010																						
Resacas y AGS																							
Eventos e instalaciones de gases, causados por movimientos de SCL, SSC, MC, Talpa (o sea línea de agua)	AP 870 08 7010																						
Instalaciones en condiciones de integridad, circunstancias de fallas	AP 1100 AP 1100																						
Modular y combinaciones de instalaciones	AP 870 ADRES 2013 ADRES 2013																						
	<p>Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-52 Fecha 20-12-2017</p>	<p>Si durante la inspección del Ducto, Segmento o sección, se identifica que éste presenta desplazamientos, movimientos de suelo, claros libres, contacto con otras instalaciones, flotamiento, entre otros, que pudieran generar esfuerzos adicionales a los considerados en la etapa de diseño, se pudiera realizar un análisis estructural, de acuerdo con lo indicado en Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables.</p>	<p>Se mejora redacción. Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3º de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que se establece que los análisis estructurales deben de realizarse con la configuración geométrica actual y condiciones de carga estáticas y dinámicas actuantes sobre el Ducto, Segmento o Sección. Si durante una inspección se identifica que el Ducto, Segmento o Sección presenta desplazamientos, movimientos de suelo, claros libres, contacto con otras instalaciones, flotamiento, entre otros, que generen esfuerzos adicionales a los considerados en la etapa de diseño, se debe proceder a realizar el análisis estructural, y seleccionar las actividades de mantenimiento propias que permitan que el Ducto, Segmento o Sección opere dentro de los criterios aceptables. No se integra la frase que "pudiera" ya que esto no genera una obligación al Regulado, dejando abierta la posibilidad de utilizar cualquier información, debiendo considerar lo establecido en el numeral 6.3, Análisis de integridad. Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Análisis estructural", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>																	

					y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Análisis estructural", el comentario se considera ambiguo y obscuro.		
	<p>Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-53</p> <p>Fecha 20-12-2017</p>	<p>Dependiendo de los resultados del análisis estructural y de no cumplirse con los criterios de evaluación aplicables se podrá realizar un análisis de elemento finito y establecer las actividades de mitigación que permitan que el Ducto, Segmento o sección, opere dentro de los criterios de aceptación aplicables.</p>	<p>Se mejora redacción.</p> <p>Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3º de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.</p>	NO PROCEDE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no cuenta con una aportación técnica y que la propuesta referida sobre evaluaciones para la determinación de actividades de mitigación no es objeto del numeral, pues éste se refiere al mantenimiento del Ducto, Segmento o Sección.</p> <p>Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Análisis estructural", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Análisis estructural", el comentario se considera ambiguo y obscuro.</p>	NO SE MODIFICA	
	<p>SENER-15</p> <p>Fecha 21/11/2017</p>		<p><b>6.3 Análisis de integridad.</b></p> <p>4º párrafo.</p> <p>Se sugiere especificar cuál es la Norma de diseño vigente para evitar indebidas interpretaciones.</p>	NO PROCEDE	<p>Debido a que no existe propuesta como tal, no cambia el contenido del Proyecto de Norma.</p> <p>En la bibliografía se relacionan los documentos normativos que se pueden consultar, además de la tabla 6.</p> <p>Adicional los Regulados presentan un proyecto donde especifican las normas que utilizarán en el diseño para que en caso de revisión, se atienda a ésta y se verifique con base en ella.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio</p>	NO SE MODIFICA	

					Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
	CRE-69 Fecha 07-11-2017	Quando un Ducto, Segmento o sección tenga doscientos o más ciclos de presurización manométrica desde cero hasta la presión de diseño por año, los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, deben realizar un análisis de fatiga para determinar el daño acumulado. También se debe evaluar por fatiga el Ducto, Segmento o sección, que presente esfuerzos cíclicos por vibración, que excedan el nivel máximo permisible por la Norma de diseño aplicable.	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia	NO PROCEDE	Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados. El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado. El apéndice D establece competencias del personal que realice estas actividades. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-54 Fecha 20-12-2017	Quando un Ducto, Segmento o sección tenga doscientos o más ciclos de presurización manométrica desde cero hasta la presión de diseño por año, los Regulados... <b>ELIMINAR</b>	Este comportamiento no es característico de los Ductos considerados en el alcance de esta Norma. Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que se manifiesta que no es característico con Ductos del Regulado, pero no se manifiesta que no ha ocurrido en la industria. Debido a condiciones de operación intermitentes es factible se presente este mecanismo de falla. Además, el criterio establecido para realizar este tipo de evaluación aplica únicamente a Ductos con una cantidad alta de ciclos de paro-arranque, por lo que los Regulados que tengan Ductos que operen de forma continua no tendrán necesidad de evaluar este peligro. Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Ciclos de presurización manométrica", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Ciclos de presurización manométrica", el comentario se considera ambiguo y obscuro.		NO SE MODIFICA	

	SENER-16 Fecha 21-11-2017		<b>6.3 Análisis de integridad.</b> Párrafos 3 y 6  Se sugiere especificar cuál es la normatividad nacional (NOM y NM) y cuáles son los <b>estándares internacionales vigentes</b> aplicables con objeto de evitar <b>indebidas interpretaciones.</b>	NO PROCEDE	En el Capito 12. Bibliografía, se relacionan los documentos normativos que se pueden consultar, además de la tabla 6, fueron las principales Normas en las que se basó el documento.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-55 Fecha 20-12-2017	El análisis de fatiga para determinar el daño acumulado debe realizarse de acuerdo con lo indicado en Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables.  <b>ELIMINAR</b>	Este comportamiento no es característico de los Ductos considerados en el alcance de esta Norma.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que se manifiesta que no es característico con Ductos del Regulado, pero no se manifiesta que no ha ocurrido en la industria.  Debido a condiciones de operación intermitentes es factible se presente este mecanismo de falla. Además el criterio establecido para realizar este tipo de evaluación aplica únicamente a Ductos con una cantidad alta de ciclos de paro arranque, por lo que los Regulados que tengan Ductos que operen de forma continua no tendrán necesidad de evaluar este peligro  Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Análisis de fatiga", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Análisis de fatiga", el comentario se considera ambiguo y obscuro.		NO SE MODIFICA	
	AMGN-29 Fecha	<b>Tabla 6. Métodos disponibles para el análisis de indicaciones en la pared del tubo, soldaduras y accesorios que conforman el Ducto, Segmento o</b>	La tabla debería dejarse abierta ya que es limitativa a otros métodos de evaluación. Por ejemplo el	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización,		NO SE MODIFICA	

	29-12-2017	sección.	caso de ASME B31G donde sus variantes no son contempladas B31G Mod y RStreng que son metodologías menos conservadoras y que han probado tener mayor aplicación. Otro ejemplo es evaluación de abolladuras incluir DOT (department of transportation EU).		la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que, el numeral 6.3 "Análisis de integridad" no limita a estas metodologías, establece que la tabla 6 indica algunos métodos disponibles que pueden ser aplicables.			
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-56 Fecha 20-12-2017	El periodo entre inspecciones de integridad no podrá ser mayor a lo indicado en la Tabla 8 y debe determinarse en el Análisis de integridad, considerando como mínimo lo siguiente:  a) La velocidad de crecimiento de las indicaciones con base al peligro que afecte al Segmento o sección del Ducto;  b) La reducción de la PMOP de las indicaciones con base a su velocidad de crecimiento;  c) Las reparaciones programadas y ejecutadas;  d) Incrementos en las condiciones de operación (Presión y Temperatura), por arriba de los parámetros establecidos en el análisis de integridad, y  e) Cambios de servicio.	Se mejora redacción y aclara término.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario debido a que o aporta mayor certidumbre al Proyecto de Norma, asimismo estos criterios ya se contemplan entre otros requisitos en el numeral 6.3 "Análisis de integridad".  Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Parámetros de severidad", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Parámetros de severidad", el comentario se considera ambiguo y oscuro.		NO SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-57 Fecha 20-12-2017	En el caso de los análisis estructurales, éstos se pudieran actualizar cuando se presenten eventos que modifiquen la configuración geométrica utilizada en el último análisis, tales como, desplazamientos, movimientos de suelo, claros libres, contacto con otras instalaciones, flotamiento, entre otros, que pudieran generar esfuerzos adicionales a los considerados en la etapa de diseño.	Se mejora redacción y aclara término. Y complementa con el texto anterior.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no es posible indicar el requisito como una opción o posibilidad (pudieran), se estable que los análisis estructurales se deben actualizar, cuando se presenten eventos que modifiquen la configuración geométrica del último análisis, tales como, desplazamientos inesperados, movimientos de suelo, eventos sísmicos, entre otros.		NO SE MODIFICA	
					No se integra la frase que "pudiera" ya que esto no genera una obligación al Regulado, dejando abierta la posibilidad de utilizar cualquier información, debiendo considerar lo establecido en el numeral 6.3, Análisis de integridad.			

					Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Análisis estructurales", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Análisis estructurales", el comentario se considera ambiguo y obscuro.																											
	PEMEX Exploración y Producción-14 Fecha 13-12-2017	Ver comentarios	Se sugiere para una mejor claridad, que la tabla 8 en su aplicación, se sea dividida conforme a los periodos de evaluación de conformidad de cada etapa de administración de la integridad y en otra tabla las vigencias de las inspecciones de integridad.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEÁ determinó no procedente el comentario, toda vez que para el cumplimiento al capítulo "Inspección y Análisis de Integridad", no se consideran como etapas independientes.		NO SE MODIFICA																									
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-58 Fecha 20-12-2017	<b>Tabla 6. Normatividad para evaluar la integridad de indicaciones en la pared del tubo, soldaduras y accesorios que conforman el Ducto, Segmento o sección, los cuales son enunciativos mas no limitativos, ya que también el regulado puede utilizar algoritmos reconocidos y de uso común en la industria del petróleo y gas.</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo de Indicación</th> <th>Normatividad para evaluación de Integridad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Perforación de repaso interno externo</td> <td>API 570/571</td> </tr> <tr> <td>Perforación de repaso externo externo</td> <td>DNV 101/102</td> </tr> <tr> <td>Soldadura Corrosión externa del reservorio</td> <td>API 570</td> </tr> <tr> <td>Corrosión</td> <td>BS 7815</td> </tr> <tr> <td>Flanqueos</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Quemaduras internas por gases</td> <td>API 570</td> </tr> <tr> <td>Integridad de Ducto</td> <td>BS 7815</td> </tr> <tr> <td>Integridad de Ducto (Integral, no limitativa)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Integridad</td> <td>API 570</td> </tr> <tr> <td>Perforación, soldadura y corrosión de soldadura y corrosión de soldadura</td> <td>API 570</td> </tr> <tr> <td>Corrosión de soldadura</td> <td>BS 7815</td> </tr> </tbody> </table>	Tipo de Indicación	Normatividad para evaluación de Integridad	Perforación de repaso interno externo	API 570/571	Perforación de repaso externo externo	DNV 101/102	Soldadura Corrosión externa del reservorio	API 570	Corrosión	BS 7815	Flanqueos		Quemaduras internas por gases	API 570	Integridad de Ducto	BS 7815	Integridad de Ducto (Integral, no limitativa)		Integridad	API 570	Perforación, soldadura y corrosión de soldadura y corrosión de soldadura	API 570	Corrosión de soldadura	BS 7815	Existen algoritmos para la evaluación de la integridad de estas indicaciones que están reconocidos y aceptados en la industria del petróleo y gas, pero que no están indicados en la normatividad enunciada. Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEÁ determinó no procedente el comentario, debido a que no existe propuesta como tal, asimismo el numeral 6.3 "Análisis de integridad" no limita a estas metodologías, establece que la tabla 6 indica algunos métodos disponibles que pueden ser aplicables. Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Métodos para el análisis de indicaciones", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Métodos para el análisis de indicaciones", el comentario se considera ambiguo y obscuro.		NO SE MODIFICA	
Tipo de Indicación	Normatividad para evaluación de Integridad																															
Perforación de repaso interno externo	API 570/571																															
Perforación de repaso externo externo	DNV 101/102																															
Soldadura Corrosión externa del reservorio	API 570																															
Corrosión	BS 7815																															
Flanqueos																																
Quemaduras internas por gases	API 570																															
Integridad de Ducto	BS 7815																															
Integridad de Ducto (Integral, no limitativa)																																
Integridad	API 570																															
Perforación, soldadura y corrosión de soldadura y corrosión de soldadura	API 570																															
Corrosión de soldadura	BS 7815																															
					Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la		SE MODIFICA																									

					ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.			
<p><b>6.3.1 Prueba de presión.</b></p> <p>Los Regulados pueden optar por la prueba de presión como un método para evaluar la integridad de un Ducto, Segmento o sección.</p> <p>Para la ejecución de la prueba, los Regulados deben contar con un procedimiento específico donde se establezcan los lineamientos para su desarrollo incluyendo como mínimo: metodología, cálculo de presiones y secuencia de prueba, tiempo de ejecución, medio de prueba y métodos de inspección, personal, equipos y materiales a utilizar, medidas de seguridad, así como, un plan de contingencia que incluya las opciones de contención y reparación en caso de que se presenten fugas o rupturas durante la realización de la misma.</p> <p>Esta prueba debe ser realizada de acuerdo a las siguientes etapas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cuando se realice una prueba de resistencia se debe tomar la presión de prueba igual a 1.25 veces la PMO o la requerida para una nueva condición de operación, con una duración de cuatro horas o el tiempo requerido adicional para verificar si no se presenta alguna fuga o ruptura en el Ducto, Segmento o sección;</li> <li>2. Cuando se realice una prueba pico se debe tomar la presión de prueba entre 1.25 y 1.5 veces la PMO o la requerida para una nueva condición de operación, con una duración máxima de una hora y no menor a cinco minutos. Entre mayor sea el factor utilizado en esta prueba, mayor será el margen de seguridad que proporcione la misma, no debiendo rebasar el esfuerzo máximo permisible del Ducto, Segmento o sección a probar, y</li> <li>3. Cuando se realice una prueba de fuga se debe tomar la presión de prueba igual a 1.25 veces la PMO o la requerida para una nueva condición de operación y con una duración mínima de dos horas o lo que se tarde en verificar si no se presenta alguna fuga o ruptura en el Ducto, Segmento o sección. Esta prueba tiene como objetivo detectar defectos que se activaron durante la prueba pico y no fugaron.</li> </ol> <p>Durante cada etapa en caso de una caída de presión, se debe realizar un recorrido por el trazo del Ducto, Segmento o sección. De confirmarse una pérdida de contención, se debe disminuir la presión para documentar el modo de falla, localización y dimensiones de ésta, así como ejecutar la reparación correspondiente. Una vez realizadas dichas actividades se debe reiniciar la prueba de presión.</p> <p>Si no se presentan fugas en el Ducto, Segmento o sección, representa que las indicaciones contenidas en el espesor, no afectan la integridad del mismo, a la PMO requerida.</p>	<p>AMGN-30</p> <p>Fecha</p> <p>29-12-2017</p>	<p><b>6.3.1 Prueba de presión.</b></p>	<p>Este numeral aplica sólo para tuberías que piensan ser reutilizada o cambiar de servicio?</p> <p>Dicho numeral no es claro y se contradice a lo descrito en la NOM-007-SECRE-2011 referente a pruebas de presión.</p> <p>Cuánto tiempo debe cumplir una prueba de presión?</p> <p>La prueba pico cuando aplica?</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que el numeral 6.3.1 "Prueba de presión" establece que la prueba de presión es un método opcional para evaluar la integridad de un Ducto, Segmento o Sección</p> <p>Respecto del comentario que dicho numeral no es claro, no se indica en qué parte contradice a lo descrito en la NOM-007-SECRE-2011 referente a pruebas de presión, por lo cual, no se puede determinar la contradicción al no basarse en aspectos técnicos y jurídicos.</p> <p>No se indica expresamente la contradicción o qué aspectos de las Normas son diferentes.</p> <p>Referente a comentario, ¿Cuánto tiempo debe cumplir una prueba de presión? en el presente numeral 6.3.1 "Prueba de presión" si se encuentra establecido el tiempo de duración de la prueba de presión.</p> <p>Referente a la prueba pico y ¿Cuánto aplica? Es a elección del Regulado el método a utilizar.</p>	<p><b>6.3.1 Prueba de presión.</b></p> <p>Los Regulados pueden optar por la prueba de presión como un método para evaluar la integridad de un Ducto, Segmento o sección.</p> <p>Para la ejecución de la prueba, los Regulados deben contar con un procedimiento específico donde se establezcan los lineamientos para su desarrollo incluyendo como mínimo: metodología, cálculo de presiones y secuencia de prueba, tiempo de ejecución, medio de prueba y métodos de inspección, personal, equipos y materiales a utilizar, medidas de seguridad, así como, un plan de contingencia que incluya las opciones de contención y reparación en caso de que se presenten fugas o rupturas durante la realización de la misma.</p> <p>Esta prueba debe ser realizada de acuerdo a las siguientes etapas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cuando se realice una prueba de resistencia se debe tomar la presión de prueba igual a 1.25 veces la PMO o la requerida para una nueva condición de operación, con una duración de cuatro horas o el tiempo requerido adicional para verificar si no se presenta alguna fuga o ruptura en el Ducto, Segmento o sección;</li> <li>2. Cuando se realice una prueba pico se debe tomar la presión de prueba entre 1.25 y 1.5 veces la PMO o la requerida para una nueva condición de operación, con una duración máxima de una hora y no menor a cinco minutos. Entre mayor sea el factor utilizado en esta prueba, mayor será el margen de seguridad que proporcione la misma, no debiendo rebasar el esfuerzo máximo permisible del Ducto, Segmento o sección a probar, y</li> <li>3. Cuando se realice una prueba de fuga se debe tomar la presión de prueba igual a 1.25 veces la PMO o la requerida para una nueva condición de operación y con una duración mínima de dos horas o lo que se tarde en verificar si no se presenta alguna fuga o ruptura en el Ducto, Segmento o sección. Esta prueba tiene como objetivo detectar defectos que se activaron durante la prueba pico y no fugaron.</li> </ol> <p>Durante cada etapa en caso de una caída de presión, se debe realizar un recorrido por el trazo del Ducto, Segmento o sección. De confirmarse una pérdida de contención, se debe disminuir la presión para documentar el modo de falla, localización y dimensiones de ésta, así como ejecutar la reparación correspondiente. Una vez realizadas dichas actividades se debe reiniciar la</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	

						prueba de presión. Si no se presentan fugas en el Ducto, Segmento o sección, significa que las indicaciones contenidas en el espesor no afectan la integridad del mismo, a la PMO requerida.		
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-59 Fecha 20-12-2017	Para la ejecución de la prueba, los Regulados podrán apearse a los requisitos y/o lineamientos establecidos en Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas, con los Estándares Extranjeros e Internacionales vigentes aplicables, y contar con un procedimiento específico donde se establezcan los lineamientos para su desarrollo.	Se mejora redacción y aclaran términos con base en la ISO 10802 y las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos. Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que el numeral 6.3.1 "Prueba de presión" establece que la prueba de presión es un método opcional para evaluar la integridad de un Ducto, Segmento o Sección. Asimismo, ya se indica que el Regulado debe contar con procedimiento específico y se establecen requisitos mínimos que debe contener para su desarrollo. Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Prueba de presión", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Prueba de presión", el comentario se considera ambiguo y obscuro.		NO SE MODIFICA	
	CRE-71 Fecha 07-11-2017	Se sugiere revisar este párrafo por qué no parece adecuado que una prueba de presión pueda sustituir los requisitos establecidos en esta NOM. Adicionalmente, permite que el regulado realice la prueba como lo decida el mismo.		NO PROCEDE	Debido a que una prueba de presión es un método opcional y no sustituye los requisitos de esta Norma. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
	CRE-73 Fecha 07-11-2017	<b>6.3.1 Prueba de presión.</b> Los operadores del sistema pueden optar por la prueba de presión como un método para evaluar la integridad de un Ducto, Segmento o sección.	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.	NO PROCEDE	Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados. El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores		NO SE MODIFICA	

					es responsabilidad del Regulado. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
	CRE-74 Fecha 07-11-2017	Para la ejecución de la prueba, los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia deben contar con un procedimiento específico donde se establezcan los lineamientos para su desarrollo incluyendo como mínimo: metodología, cálculo de presiones y secuencia de prueba, tiempo de ejecución, medio de prueba y métodos de inspección, personal, equipos y materiales a utilizar, medidas de seguridad, así como, un plan de contingencia que incluya las opciones de contención y reparación en caso de que se presenten fugas o rupturas durante la realización de la misma.	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.	NO PROCEDE	Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados. El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-60 Fecha 20-12-2017	<b>6.3.1 Prueba de presión.</b> Esta prueba debe ser realizada de acuerdo a las siguientes etapas: <b>ELIMINAR</b>	Se recomienda eliminar, ya que estos pasos son propios de un procedimiento y no de una Norma. Adicionalmente, dichos pasos están desarrollados en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que el numeral 6.3.1 "Prueba de presión" establece que dicha prueba es un método opcional para evaluar la integridad de un Ducto, Segmento o Sección. Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Prueba de presión", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio, por lo que se consideró no procedente su eliminación. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Prueba de presión", el comentario se considera ambiguo y obscuro.		NO SE MODIFICA	
	CRE-72 Fecha 07-11-2017	Si no se presentan fugas en el Ducto, Segmento o sección, significa que las indicaciones contenidas en el espesor, no afectan la integridad del mismo, a la PMO requerida.	Se sugiere cambiar la palabra representa por significa, le da más sentido.	PROCEDE	Se aplica el comentario para mejorar la redacción, se sustituye en el último párrafo la palabra "representa" por "significa". Se da respuesta al comentario, lo anterior con		SE MODIFICA	

					fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-61 Fecha 20-12-2017	Si no se presentan fugas en el Ducto, Segmento o sección, significa que la presión de prueba es la nueva PMOP.	Se mejora redacción y aclara término. Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	PROCEDE PARCIALMENTE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó procedente el comentario y se adecua el mismo conforme las necesidades del documento regulatorio, para dar claridad y certidumbre jurídica, se sustituye en el último párrafo la palabra "representa" por "significa".  No obstante, la ASEA determinó no procedente la inserción de la determinación de que es una nueva PMOP, además de que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Prueba de presión", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Prueba de presión", el comentario se considera ambiguo y obscuro.		SE MODIFICA	
	MARCOS ENRIQUE SOSA DURÁN-10 Fecha 04-01-2018	Prueba de presión. Si no se presentan fugas en el Ducto, Segmento o sección, representa que las indicaciones contenidas en el espesor, no afectan la integridad del mismo, a la PMOP requerida.	El término PMO se está empleando diferente a los otros documentos relacionados con lo mismo, es cuestión de tener claro exactamente lo que se pretende, en la mayoría de los documentos nacionales, internacionales y extranjeros, definen la PMO como "Presión máxima a la cual el Sistema de Transporte opera con normalidad durante un ciclo de operación ordinario, de acuerdo con lo establecido por esta norma" PROYNOM-007-SECRE-2015, Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos, \$4.26 Máxima presión de operación MPO  API RP 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, §3.1.32 maximum operating	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que la PMO es la presión de referencia a la cual se pretende operar el ducto, ya que la PMOP no se conoce antes de la aplicación de la prueba, debido a que la prueba de presión se aplica para conocer la integridad del Ducto, Segmento o Sección (capacidad de contención). Por lo tanto la PMOP será producto de los resultados de la prueba.		NO SE MODIFICA	

			Pressure, eCFR 49 CFR 195.2 – Definitions.					
<p><b>6.3.2 Respuesta al Análisis de integridad.</b> Los Regulados deben elaborar un programa de actividades de mantenimiento para atender los resultados del Análisis de integridad, cumpliendo con los siguientes criterios:</p> <p>a) Respuesta inmediata, y b) Respuesta programada.</p>	<p>CRE-75 Fecha 07-11-2017</p>	<p><b>6.3.2 Respuesta al Análisis de integridad.</b> Los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, deben elaborar un programa de actividades de mantenimiento para atender los resultados del Análisis de integridad, cumpliendo con los siguientes criterios:</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.</p>	NO PROCEDE	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.</p> <p>El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	<p><b>6.3.2 Respuesta al Análisis de integridad.</b> Los Regulados deben elaborar un programa de actividades de mantenimiento para atender los resultados del Análisis de integridad, cumpliendo con los siguientes criterios:</p> <p>a) Respuesta inmediata, y b) Respuesta programada.</p>	NO SE MODIFICA	
	<p>Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-62 Fecha 20-12-2017</p>	<p>Con base en los resultados del Análisis de integridad, los Regulados deben elaborar un programa de actividades clasificándolas como de:</p> <p>a) Respuesta inmediata, y b) Respuesta programada.</p>	<p>Se mejora redacción y aclaran términos derivado de que la respuesta a la integridad están relacionadas con reparaciones o rehabilitaciones.</p> <p>Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.</p>	NO PROCEDE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no aporta una mayor certidumbre al documento, toda vez que ya se indica que los Regulados deben elaborar un programa para atender los resultados del Análisis de integridad, cumpliendo con los siguientes criterios:</p> <p>a) Respuesta inmediata, y b) Respuesta programada</p> <p>Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Análisis de integridad", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Análisis de integridad", el comentario se considera ambiguo y obscuro.</p>		NO SE MODIFICA	

<p><b>6.3.2.1 Respuesta Inmediata.</b> Aplica para aquellos defectos que pueden causar fallas inmediatas o antes de un año, debido a su efecto en la resistencia del material y que por tanto requieran de una atención programada. Siendo estos defectos: a) Criterio del TVR: Cuando el TVR &lt; 1 año; b) Criterio de la PMOP: Cuando la PMOP &lt; presión de operación; c) Criterio de TMPO: Cuando la TMPO determinada ≤ temperatura de operación, y d) Cuando exista combinación de indicaciones.</p>	<p>Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-63 Fecha 20-12-2017</p>	<p>Aplica para aquellos defectos que pueden causar fallas inmediatas o antes de un año, debido a su efecto en la resistencia del material y que por tanto requieran de un programa para su atención.</p>	<p>Se mejora redacción y aclara término. Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario debido a que no aporta mayor certidumbre a la presente Norma. Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Defectos", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Defectos", el comentario se considera ambiguo y obscuro.</p>	<p><b>6.3.2.1 Respuesta Inmediata.</b> Aplica para aquellos defectos que pueden causar fallas inmediatas o antes de un año, debido a su efecto en la resistencia del material y que por tanto requieran de una atención programada. Cumpliendo con alguno de los siguientes criterios: a) Criterio del TVR: Cuando el TVR &lt; 1 año; b) Criterio de la PMOP: Cuando la PMOP &lt; presión de operación; c) Criterio de TMPO: Cuando la TMPO determinada ≤ temperatura de operación, y d) Cuando exista combinación de indicaciones.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-64 Fecha 20-12-2017</p>	<p>Cumpliendo con alguno de los siguientes criterios: a) Criterio del TVR: Cuando el TVR &lt; 1 año; b) Criterio de la PMOP: Cuando la PMOP &lt; presión de operación; c) Criterio de TMPO: Cuando la TMPO determinada ≤ temperatura de operación</p>	<p>Se mejora redacción y aclara término. Se elimina el inciso d) porque no se tienen parámetros de comparación entre las indicaciones a combinarse y queda muy ambigua su descripción. Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.</p>	<p>PROCEDE PARCIALMENTE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó procedente el comentario respecto del cambio de la palabra "defectos" por "criterios". Referente al evento considerado en el inciso d) "Cuando exista combinación de indicaciones", se considera no procedente pues es un escenario posible, un Ducto que contenga una abolladura puede adicionalmente tener una ranura, lo cual incrementa la severidad, por lo anterior no se debe eliminar. Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Defectos", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Defectos", el comentario se considera ambiguo y obscuro.</p>		<p>SE MODIFICA</p>	
	<p>AMGN-21 Fecha</p>	<p>Tiempo de Vida Remanente (TVR)</p>	<p>Hacen mención del Tiempo de Vida Remanente sin embargo creo conveniente que de igual forma</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización,</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	

	29-12-2017		consideren coloquen la formula en este documento.		la ASEA determinó no procedente el comentario debido a que el desarrollo de la fórmula correspondiente debe establecerse en el procedimiento específico de mantenimiento, como lo es la medición preventiva de espesores.			
	AMGN-31 Fecha 29/12/2017	N/A	Sería conveniente hacer la referencia al API 579 o ASME B31.8 y B31.8 S donde indican los tiempos de respuesta de acuerdo a su severidad.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente debido a que el numeral 6.3.2.1 "Respuesta Inmediata" establece para la Respuesta al Análisis de integridad, criterios cuantitativos de severidad como, la presión máxima de operación permisible, la temperatura máxima permisible de operación, y el tiempo de vida remanente, determinando cuándo es requerido una acción de respuesta inmediata o una acción de respuesta programada de acuerdo a su severidad.  Las referencias normativas o los documentos que están listados en la bibliografía fueron las principales Normas en las que se basó el documento.		NO SE MODIFICA	
<b>6.3.2.2 Respuesta programada.</b>  Aplica a los defectos que requieren atención programada y son aquellos que pueden fallar antes de la siguiente inspección de integridad.  Los defectos considerados para atención programada son los que cumplen con alguno de los siguientes criterios: a) Criterio de la PMOP: Cuando la PMOP < presión de diseño; b) Criterio del TVR: 1 año ≤ TVR ≤ a la fecha de próxima inspección de integridad, y c) Criterio de TMPO: Cuando la TMPO determinada ≤ temperatura de diseño.	Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-65  Fecha 20-12-2017	Aplica a las indicaciones que pudieran fallar antes de la siguiente inspección de integridad.	Se mejora redacción.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario debido a que los términos "Indicación" y "defecto" tienen alcance diferente, en el 6.3.2.2 "Respuesta programada"; numeral 3.14 Indicación. Es la señal, respuesta o evidencia obtenida por la aplicación de una prueba no destructiva, generada por una alteración, imperfección o discontinuidad.  Se está considerando a los defectos, de acuerdo a término establecido en numeral 3.8 Defecto. Es una Indicación de un tipo o magnitud que excede los criterios de aceptación durante el Análisis de integridad.	<b>6.3.2.2 Respuesta programada.</b>  Aplica a los defectos que requieren atención programada y son aquellos que pueden fallar antes de la siguiente inspección de integridad.  Los defectos considerados para atención programada son los que cumplen con alguno de los siguientes criterios: a) Criterio de la PMOP: Cuando la PMOP < presión de diseño; b) Criterio del TVR: 1 año ≤ TVR ≤ a la fecha de próxima inspección de integridad, y c) Criterio de TMPO: Cuando la TMPO determinada ≤ temperatura de diseño.	NO SE MODIFICA	
					Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Defectos", es decir, no			

					justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Defectos", el comentario se considera ambiguo y obscuro.			
<p><b>7. Actividades de mantenimiento y Mitigación.</b></p> <p>Se debe realizar la corrección de los defectos con base en el resultado del Análisis de integridad. La clasificación de los defectos puede ser de respuesta inmediata o programada de acuerdo a su severidad.</p>	<p>Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-66</p> <p>Fecha 20-12-2017</p>	<p>Se deben seleccionar las acciones de mitigación y de mantenimiento con base en el resultado del Análisis de Riesgo o Análisis de integridad, Y dar atención acorde a su severidad, Y pueden ser de respuesta inmediata o programada.</p>	<p>Los defectos no son el resultado de un Análisis de Riesgo o de Integridad.</p> <p>Para la NOM-027-SESH-2010 es acción de mitigación, para DNV-RP-F116, ASME B31.8S, API RP 1160 e ISO 16708 es 'mitigación'.</p> <p>Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.</p>	NO PROCEDE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que en el presente numeral no se hace referencia a que se proceda a la corrección de defectos mediante el resultado del análisis de riesgos, pues aun cuando éstos si son datos resultado del propio análisis, es éste el que sirve para determinar las acciones de mitigación y/o mantenimiento que los corregirán.</p> <p>Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Defectos", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Defectos", el comentario se considera ambiguo y obscuro.</p>	<p><b>7. Actividades de mantenimiento y Mitigación.</b></p> <p>Se debe realizar la corrección de los defectos con base en el resultado del Análisis de integridad. La clasificación de los defectos puede ser de respuesta inmediata o programada de acuerdo a su severidad.</p>	NO SE MODIFICA	
<p><b>7.1 Actividades de mantenimiento.</b></p> <p>En la Figura 5, se describen de forma enunciativa algunas actividades de mantenimiento principales, que los Regulados deben realizar en función de los peligros aplicables, para reducir las probabilidades de falla del Ducto, Segmento o sección.</p> <p><b>Figura 5. Clasificación de actividades de</b></p>	<p>Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-67</p> <p>Fecha 20-12-2017</p>	<p>En la Figura 5, se enuncian algunas actividades que los Regulados pueden utilizar en función de los peligros a evaluar, con la finalidad de reducir el riesgo y/o probabilidad de falla del Ducto, Segmento o sección.</p>	<p>Se enuncian, no se describen actividades.</p> <p>La palabra 'deben' se entiende como si tuvieran que utilizarse todas las actividades de mantenimiento descritas.</p> <p>Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en</p>	NO PROCEDE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que se especifica que la aplicación de dichas actividades de mantenimiento está en función de los peligros</p>	<p><b>7.1 Actividades de mantenimiento.</b></p> <p>En la Figura 5, se describen de forma enunciativa algunas actividades de mantenimiento principales, que los Regulados deben realizar en función de los peligros aplicables, para reducir las probabilidades de falla del Ducto, Segmento o sección.</p> <p>Para efectos de lectura de la presente matriz de atención a comentarios y</p>	NO SE MODIFICA	

<p><b>mantenimiento.</b></p> 			<p>los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.</p>		<p>aplicables. No se integra el término "pueden", ya que esto no genera una obligación al Regulado, dejando abierta la posibilidad de utilizar cualquier información, debiendo considerar lo establecido en el numeral 7.1 Actividades de mantenimiento. Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Describen", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Describen", el comentario se considera ambiguo y obscuro.</p>	<p>con el propósito de visualizar correctamente la figura 5, es necesario remitirse al Anexo XI de figuras y tablas inserto al final del presente documento.</p>		
<p><b>7.1.1 Mantenimiento predictivo.</b> Actividades llevadas a cabo de acuerdo a criterios establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables, a fin de identificar y eliminar de manera anticipada posibles fallas, de un Ducto, Segmento o sección, y se debe de aplicar las actividades de mantenimiento contenidas en la Figura 5 y APÉNDICE INFORMATIVO C según la falla.</p>	<p>AMGN-32 Fecha 29-12-2017</p>	<p>N/A</p>	<p>Falta el mantenimiento Prescriptivo</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no existe propuesta como tal, sin que su justificación aclare el comentario y no cambia el contenido del presente Proyecto de Norma.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
<p><b>7.1.1 Mantenimiento predictivo.</b> Actividades llevadas a cabo de acuerdo a criterios establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables, a fin de identificar y eliminar de manera anticipada posibles fallas, de un Ducto, Segmento o sección, y se debe de aplicar las actividades de mantenimiento contenidas en la Figura 5 y APÉNDICE INFORMATIVO C según la falla.</p>	<p>CRE-77 Fecha 07-11-2017</p>		<p>Se sugiere integrar a la redacción de dicho párrafo: analizar el comportamiento histórico de las mediciones, así como de las desviaciones identificadas, estableciendo indicadores de dicho comportamiento, que faciliten la actuación anticipada del Regulado, y con ello se garantice la correcta operación del Ducto o tramo.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Debido a que el comentario está implícito en la redacción, al establecer que el Regulado debe dar cumplimiento a identificar y eliminar de manera anticipada posibles fallas. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 50., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	<p><b>7.1.1 Mantenimiento predictivo.</b> Actividades llevadas a cabo de acuerdo a criterios establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables, a fin de identificar y eliminar de manera anticipada posibles fallas, de un Ducto, Segmento o Sección, y se debe de aplicar las actividades de mantenimiento contenidas en la Figura 5 y Apéndice C (informativo) según la falla.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-68 Fecha 20-12-2017</p>	<p>Actividades llevadas a cabo de acuerdo a criterios establecidos en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos.  ELIMINAR Apéndice Informativo C</p>	<p>Se debe evitar la sobre regulación y más por dos documentos regulatorios emitidos por la misma entidad.  Con lo anterior se elimina el Apéndice Informativo C.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no indica por qué el Apéndice C (informativo) sobre regula. Es decir, no es claro.  No obstante se aclara que no existe sobre regulación, pues incluso dentro del texto del Proyecto de</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	

			Administrativo.		<p>Norma Oficial Mexicana se establece en el numeral 7.1.3 "Mantenimiento correctivo" que los métodos de reparación aceptados en caso de Ductos, Segmentos o Secciones terrestres, deben cumplir con lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y cualquier otra que emita la Agencia que tenga relación con lo establecido en el presente Proyecto de Norma.</p> <p>Respecto del mantenimiento predictivo debe apegarse a criterios establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables y se debe de aplicar las actividades de mantenimiento contenidas en la Figura 5 y Apéndice C (informativo), según la falla.</p> <p>Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Apéndice C (informativo)", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Apéndice C (informativo)", el comentario se considera ambiguo y obscuro.</p>		
	SENER-17 Fecha 21-11-2017	<b>7.1.1 Mantenimiento predictivo.</b> APÉNDICE C (INFORMATIVO)	Sugerencia con la finalidad de que se encuentre definido de forma idéntica en todo el documento.	PROCEDE	<p>Se aplica comentario en base a la NMX-Z-013-SCFI-2015, quedando como a continuación. Apéndice C (informativo)</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	SE MODIFICA	
	PEMEX Exploración y	Ver comentario	NMX-Z-013-SCFI-2015 Punto 6.2.2 y	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento	NO SE MODIFICA	

	Produccion-18 Fecha 13-12-2017		6.6.7.5.1. Indicar que norma.		de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no existe propuesta como tal, no cambia el contenido del presente Proyecto de Norma.  En el Capítulo 12. "Bibliografía", se relacionan los documentos normativos que se pueden consultar, además de la tabla 6.			
	AMGN-33 Fecha 29-12-017	<b>7.1.1 Mantenimiento predictivo.</b> <b>N/A</b>	El predictivo o con base en el desempeño es aquel que se realiza basado en el histórico del activo, permitiendo en ocasiones alargar o acortar lo establecido por el prescriptivo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no es claro, ni establece sugerencia alguna de cambio.		NO SE MODIFICA	
<b>7.1.2 Mantenimiento preventivo.</b> Actividades llevadas a cabo de acuerdo a criterios establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables de una actividad de mantenimiento predictivo, para reducir la degradación del Ducto, Segmento o sección, indicadas en la Figura 5 y APÉNDICE INFORMATIVO C.	AMGN-34 Fecha 29-12-2017	<b>N/A</b>	Preventivo o prescriptivo, se realizan con base en la información del fabricante en el caso de equipos dinámicos, y con base en lo establecido en las Normas como la ASME B31.8s que especifica los periodos de re-evaluación con base en su esfuerzo tangencial. La descripción no es clara.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente debido a que no es claro el comentario ni la sugerencia de cambio.	<b>7.1.2 Mantenimiento preventivo.</b> Actividades llevadas a cabo de acuerdo a criterios establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables de una actividad de mantenimiento predictivo, para reducir la degradación del Ducto, Segmento o sección, indicadas en la Figura 5 y Apéndice C (informativo).	NO SE MODIFICA	
	PEMEX Exploración y Produccion-19 Fecha 13-12-2017	Ver comentario	MMX-Z-013-SCFI-2015 Punto 6.2.2 y 6.6.7.5.1.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente debido a que no existe propuesta como tal, no cambia el contenido del presente Proyecto de Norma.  En la bibliografía se relacionan los documentos normativos que se pueden consultar, además de la tabla 6.		NO SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-69 Fecha 20-12-2017	Actividades llevadas a cabo de acuerdo a criterios establecidos en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos .  ELIMINAR Apéndice Informativo C	Se debe evitar la sobre regulación y más por dos documentos regulatorios emitidos por la misma entidad.  Con lo anterior se elimina el Apéndice Informativo C.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3º de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no indica por qué el apéndice informativo C sobre regula. Es decir, no es claro.  No obstante se aclara que no existe sobre regulación, pues incluso dentro del texto del Proyecto de Norma Oficial Mexicana se establece en el numeral 7.1.3 "Mantenimiento correctivo" los métodos de reparación aceptados para el Ducto, Segmento o Sección terrestre, deben		NO SE MODIFICA	

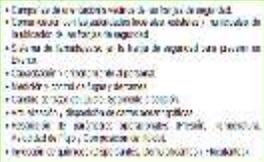
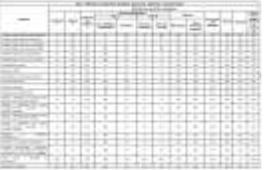
					<p>cumplir con lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y cualquier otra que emita la Agencia que tenga relación con lo establecido en el presente Proyecto de Norma.</p> <p>Respecto del mantenimiento preventivo debe apegarse a criterios establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables y se debe de aplicar las actividades de mantenimiento contenidas en la Figura 5 y Apéndice C (informativo), según la falla.</p> <p>Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Apéndice C (informativo)", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Apéndice C (informativo), el comentario se considera ambiguo y obscuro.</p>			
					<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y derivado de la pertinencia de diversos comentarios y de la propia revisión al documento normativo, la Agencia determinó que, para dar claridad técnica y certidumbre jurídica, en lo referido a los "Apéndices", se modifica conforme a la NMX-Z-013-SCFI-2015, con la finalidad de que se encuentre definido de forma idéntica en todo el documento.</p>	SE MODIFICA		
<p><b>7.1.3 Mantenimiento correctivo.</b> Actividades llevadas a cabo para la eliminación de defectos o fallas presentadas en el Ducto, Segmento o sección. La selección del método de reparación estará en función del modo y fuerza impulsora de la falla, los métodos de reparación aceptados para el Ducto, Segmento o sección terrestre deben cumplir con lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en</p>	<p>AMGN-35 Fecha 29-12-2017</p>	<p>N/A</p>	<p>Se debe especificar primero en qué lugar se encuentran las disposiciones, tal como se menciona en los marinos, ya que este texto es incomprensible.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, pues las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y</p>	<p><b>7.1.3 Mantenimiento correctivo.</b> Actividades llevadas a cabo para la eliminación de defectos o fallas presentadas en el Ducto, Segmento o Sección. La selección del método de reparación estará en función del modo y severidad de la falla, los métodos de reparación aceptados para el Ducto, Segmento o Sección terrestre deben cumplir con lo establecido en las Disposiciones administrativas de</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	

<p>materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y cualquier otra que emita la Agencia que tenga relación con lo establecido en el presente Proyecto de Norma. Los métodos de reparación aceptados para Ductos, Segmentos o secciones marinos son los contenidos en la Tabla 7 o cualquier otro que lo iguale o mejore.</p> <p>En todos los métodos correctivos se requiere contar como mínimo con la siguiente documentación:</p> <p>a) Procedimiento de elaboración del Diseño;  b) Memoria de cálculo;  c) Procedimiento de fabricación;  d) Procedimiento de instalación;  e) Certificados de materiales;  f) Cuando se utilicen procesos de soldadura: Procedimiento de soldadura (WPS), Registro de calificación de procedimiento (PQR), Registro de la calificación de la habilidad de soldadores (WPQ), lista de equipo y personal;  g) Procedimientos de Pruebas no destructivas;  h) Certificados del personal que aplicará las Pruebas no destructivas, e  i) Informe de calibración de los equipos utilizados, incluye los equipos de Pruebas no destructivas.</p>	<p>AMGN-36  Fecha  29-12-2017</p>	<p>Los métodos de reparación aceptados para Ductos, Segmentos o secciones son los contenidos en la Tabla 7</p>	<p>Solo aplica para marinos ¿? Y los terrestres.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos, fueron publicadas en el DOF el 31/03/2017.</p> <p>Toda vez que las Disposiciones si se encuentran citadas dentro del documento, no se logran desprender qué quiere decir "especificar primero en qué lugar se encuentran".</p> <p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario debido a que no se presenta ninguna propuesta solo se manifiestan dudas.</p> <p>Respecto al mantenimiento correctivo de Ductos terrestres se establece en el numeral 7.1.3 "Mantenimiento correctivo". Los métodos de reparación aceptados para el Ducto, Segmento o Sección terrestre deben cumplir con lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y cualquier otra que emita la Agencia que tenga relación con lo establecido en el presente Proyecto de Norma.</p>	<p>carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y a las Disposiciones Administrativas de Carácter General que para tal efecto emita la Agencia que sean aplicables a la materia. Los métodos de reparación aceptados para Ductos, Segmentos o Secciones marinos son los contenidos en la Tabla 7 o cualquier otro que lo iguale o mejore.</p> <p>En todos los métodos correctivos se requiere contar como mínimo con la siguiente documentación:</p> <p>a) Procedimiento de elaboración del Diseño;  b) Memoria de cálculo;  c) Procedimiento de fabricación;  d) Procedimiento de instalación;  e) Certificados de materiales;  f) Cuando se utilicen procesos de soldadura: Procedimiento de soldadura (WPS), Registro de calificación de procedimiento (PQR), Registro de la calificación de la habilidad de soldadores (WPQ), lista de equipo y personal;  g) Procedimientos de Pruebas no destructivas;  h) Certificados del personal que aplicará las Pruebas no destructivas, de acuerdo a lo descrito en el Apéndice D (normativo), e  i) Informe de calibración de los equipos utilizados, incluye los equipos de Pruebas no destructivas.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>AMGN-37  Fecha  29-12-2017</p>	<p>g) Procedimientos de Pruebas no destructivas;  h) Certificados del personal que aplicará las Pruebas no destructivas, e  i) Informe de calibración de los equipos utilizados, incluye los equipos de Pruebas no destructivas.  j) Informe de Pruebas No destructivas</p>	<p>Falta listar el informe o resultado de las pruebas no destructivas</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que ya se indica que se pueden incluir los métodos y requisitos que se consideren necesarios. Siempre que las igualen y/o mejoren.</p> <p>El numeral 7.1.3 "Mantenimiento correctivo" establece el contenido o listado que debe presentar el Regulado en un informe o reporte correspondiente a este rubro.</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>AMGN-69  Fecha  29-12-2017</p>	<p><b>Sección 7</b></p>	<p><b>WPS, PQR, WPQ</b></p> <p>• Tal como nombran los certificados del personal que realiza PND, se sugiere colocar de igual forma en los procesos de soldadura a</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que a diferencia de</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	

			un CWI.		las PND que, si existen esquemas de certificación tanto por el contratista o prestador de servicio y de tercera parte, en el tema de la soldadura no existe la figura de certificación solo de calificación tanto de los procedimientos de soldadura y de la habilidad de los soldadores u operadores de máquinas de soldar. Los requisitos mínimos que se establecen en el Proyecto de Norma son los de la competencia del personal que ejecutara las actividades no de los que supervisaran.			
	AMGN-70 Fecha 29-12-2017	<b>Tabla 7</b>	Tabla 7 • En esta tabla mencionan el uso de envoltentes no metálicos, mas no especifican más detalles de estos mismos en todo el documento, Se considera viable que coloquen más detalles.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que las envoltentes están listadas en la tabla 7 como método de reparación aceptado, asimismo se describe los alcances de cada tipo de envoltente de acuerdo a los requerimientos del Regulado, en el apartado de Observaciones a la Tabla 7.		NO SE MODIFICA	
	CRE-78 Fecha 07-11-2017	Se sugiere especificar los siguientes conceptos: a) Procedimiento encaminado a señalar las acciones a seguir durante el diseño, <b>(¿diseño de qué? ¿se refiere a la descripción del proceso?)</b> h) Certificados del personal que aplicará las Pruebas no destructivas, e <b>(especificar qué tipo de certificados y quién certifica)</b>		PROCEDE PARCIALMENTE	Debido a que no se presenta ninguna propuesta sólo se manifiestan dudas.  Aclarando las dudas el procedimiento a que se refiere el inciso a) es del método de reparación. Para mayor aclaración revisar normatividad relacionada con métodos de reparación como lo es el ASME PCC-2.  En cuanto al comentario de los certificados del personal que aplicará las pruebas no destructivas, se adecua texto de inciso h) de acuerdo a necesidades del documento regulatorio.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 50, fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		SE MODIFICA	
	PEMEX Exploración y Produccion-15 Fecha 13-12-2017	Actividades llevadas a cabo para la eliminación de defectos o fallas presentadas en el Ducto, Segmento o sección. La selección del método de reparación estará en función del modo y severidad de la falla, los métodos de reparación aceptados para el Ducto, ...	Se sugiere cambio en la redacción para mejora del concepto y de esta manera se alinea a lo establecido en el punto 7.	PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que el concepto propuesto da mayor		SE MODIFICA	

					claridad técnica y mejora la redacción, sustituyendo en primer párrafo de este numeral 7.1.3 "Mantenimiento correctivo, el término "fuerza impulsora" por la palabra "severidad".			
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-70 Fecha 20-12-2017	Actividades llevadas a cabo para la reparación de defectos presentes en el Ducto, Segmento o sección. La selección del método de reparación estará en función del tipo de defecto y deben cumplir con lo establecido en el artículo 81 de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos.	De esta manera se evitaría una sobre regulación con documentos regulatorios emitidos por la misma entidad.  Contemplado como información que se debe presentar conforme al Anexo IV de las DACGS SASISOPA X, INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD:  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido que respecto al mantenimiento correctivo para Ductos se establece de acuerdo a lo siguiente en el numeral 7.1.3 "Mantenimiento correctivo"; Los métodos de reparación aceptados para el Ducto, Segmento o Sección terrestre deben cumplir con lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y cualquier otra que emita la Agencia que tenga relación con lo establecido en el presente Proyecto de Norma.		NO SE MODIFICA	
					Los métodos de reparación aceptados para Ductos, Segmentos o secciones marinos son los contenidos en la Tabla 7 o cualquier otro que lo iguale o mejore. Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Eliminación de defectos o fallas", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Eliminación de defectos o fallas", el comentario se considera ambiguo y obscuro.			
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-71 Fecha 20-12-2017	<b>Tabla 7 ELIMINAR</b>	De esta manera se evitaría una sobre regulación con documentos regulatorios emitidos por la misma entidad.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que el comentario no se sustenta sobre una base técnica y jurídica. Respecto al mantenimiento correctivo para Ductos se establece de acuerdo a lo siguiente en el numeral 7.1.3 "Mantenimiento correctivo"; Los métodos de reparación aceptados para el Ducto, Segmento o Sección terrestre deben cumplir con lo establecido		NO SE MODIFICA	

					<p>en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y cualquier otra que emita la Agencia que tenga relación con lo establecido en el presente Proyecto de Norma.</p> <p>Los métodos de reparación aceptados para Ductos, Segmentos o secciones marinos son los contenidos en la Tabla 7 o cualquier otro que lo iguale o mejore.</p> <p>Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar la Tabla 7, es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren al contenido de la Tabla 7, el comentario se considera ambiguo y oscuro.</p>		
	<p>AMGN-59 Fecha 29-12-2017</p>	<p>•Métodos de reparación (numeral 7.1.3). <b>N/A</b></p>	<p>El numeral solo aplica para Ductos marinos.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no es claro el comentario ni la sugerencia de cambio.</p> <p>Respecto al mantenimiento correctivo para Ductos se establece de acuerdo a lo siguiente en el numeral 7.1.3 "Mantenimiento correctivo"; Los métodos de reparación aceptados en el caso de Ductos, Segmentos o Secciones terrestres deben cumplir con lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y cualquier otra que emita la Agencia que tenga relación con lo establecido en el presente Proyecto de Norma.</p> <p>Los métodos de reparación aceptados para Ductos, Segmentos o secciones marinos son los contenidos en la Tabla 7 o cualquier</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	

					otro que lo iguale o mejor.			
<p><b>7.2 Actividades de Mitigación.</b> La Figura 6 y APÉNDICE INFORMATIVO C, mencionan algunas de las actividades de Mitigación que los Regulados, deben realizar en función de los peligros aplicables, para reducir las probabilidades de falla del Ducto, Segmento o sección.</p> <p>Figura 6. Clasificación de actividades de Mitigación.</p>  <p>Tabla 7. Métodos de reparación aceptados para Ducto, Segmento o sección Marino.</p>  <p>Observaciones Tabla 7:</p> 	<p>AMGN-38 Fecha 29-12-2017</p>	<p><b>Figura 6. Clasificación de actividades de Mitigación</b> N/A</p>	<p>No indica que tipo de peligros o amenazas mitigan.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no es claro el comentario ni la sugerencia de cambio.</p> <p>El Proyecto de Norma contiene el numeral 7.2 "Actividades de Mitigación" donde se dispone de información en forma enunciativa como la Figura 6. "Clasificación de actividades de Mitigación" así como el Apéndice C (informativo). "Clasificación de actividades de mantenimiento y mitigación", donde se describen diferentes actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo así como de mitigación, que son aceptados dependiendo del alcance del programa del Regulado en función de los peligros aplicables y del resultado del análisis de integridad.</p>	<p><b>7.2 Actividades de Mitigación.</b> La Figura 6 y Apéndice C (informativo), mencionan algunas de las actividades de Mitigación que los Regulados, deben realizar en función de los peligros aplicables, para reducir las probabilidades de falla del Ducto, Segmento o Sección.</p> <p>Para efectos de lectura de la presente matriz de atención a comentarios y con el propósito de visualizar correctamente la figura 6 es necesario remitirse al Anexo XII de figuras y tablas inserto al final del presente documento.</p> <p>Para efectos de lectura de la presente matriz de atención a comentarios y con el propósito de visualizar correctamente la tabla 7, es necesario remitirse al Anexo XIII de figuras y tablas inserto al final del presente documento.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>SENER-18 Fecha 21-11-2017</p>	<p><b>7.2 Actividades de Mitigación.</b> APÉNDICE C (INFORMATIVO)</p>	<p>Sugerencia con la finalidad de que se encuentre definido de forma idéntica en todo el documento.</p>	<p>PROCEDE</p>	<p>Se aplica comentario en base a la NMX-Z-013-SCFI-2015, quedando en primer párrafo como a continuación; Apéndice C (informativo).</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>		<p>SE MODIFICA</p>	
	<p>SENER-19 Fecha 21-11-2017</p>		<p><b>7.2 Actividades de Mitigación.</b> Figura 6. Clasificación de actividades de Mitigación. Se sugiere pasar la figura 6 a otra página para que se pueda visualizar completamente.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Se acomoda conforme al espacio y a como se solicita para publicación en el DOF. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>SENER-20 Fecha 21-11-2017</p>		<p><b>7.2 Actividades de Mitigación.</b> Tabla 7. Métodos de reparación aceptados para</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Se puede manipular el tamaño de la tabla. Aunque es relativamente evidente que la publicación fue la</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	

			Ducto, Segmento o sección Marino. Se sugiere centrar la tabla, para visualizarla mejor.		que refleje errores por parte del DOF. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
	PEMEX Exploración y Produccion-16 Fecha 13-12-2017	3.- La hermeticidad en las envolventes tipo A pernadas, debe lograrse por los sellos y no por algún producto inyectado en el espacio anular, se deberá comprobar que en caso de que el defecto evolucione a una fuga se garantice que tendrá la capacidad de contener la presión y temperatura del Ducto para su continuidad operativa, y	La instalación de envolventes pernadas (sin sello con soldadura) se aplica para una reparación provisional en caso de fuga. Así mismo, se han utilizado como envolventes tipo "B", contenedora de presión y temperatura, siempre y cuando estén preparadas y se realice el sello con soldadura de sus extremos longitudinales y circunferenciales. Por lo anterior, es importante que se asegure que, al instalarse en los tipos de defectos con alta probabilidad de evolucionar a una fuga, estos envolventes funcionen como un recipiente contenedor de la presión y temperatura.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que está considerado y se indica en la notas de observaciones de la tabla 7, cuando se describe el concepto de "Envolvente metálica tipo A pernada", "Este tipo de envolvente puede funcionar como tipo B provisional, si es diseñada para soportar la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto a reparar..."		NO SE MODIFICA	
	PEMEX Exploración y Produccion-17 Fecha 13-12-2017	Envolvente metálica tipo A pernada: Formada por dos medias cañas que son colocadas alrededor de un Segmento de Ducto con Defecto y unidas por bridas axiales en ambos lados y espárragos. Ambas partes de la envolvente mecánica debe estar provista de sellos con soldadura a lo largo de las caras de las bridas y en los extremos circunferenciales, que después del apriete de los espárragos, logran la hermeticidad de la envolvente. Este tipo de envolvente puede funcionar como tipo B (sello con soldadura).	Es importante que se asegure que, al instalarse en los tipos de defectos con alta probabilidad de evolucionar a una fuga, estos envolventes funcionen como un envolvente contenedora de la presión y temperatura.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no es acorde para la descripción de "Envolvente metálica tipo A pernada", donde el concepto de sellos es referido a sus aditamentos internos de la envolvente a lo largo de las caras de las bridas y en los extremos circunferenciales. El concepto de sello con soldadura corresponde a la envolvente tipo B.		NO SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-72 Fecha 20-12-2017	La Figura 6 y APÉNDICE INFORMATIVO C, mencionan algunas de las actividades de Mitigación que los Regulados, deben realizar en función de los peligros aplicables, para reducir las probabilidades de falla del Ducto, Segmento o sección.  <b>ELIMINAR</b>	De esta manera se evitaría una sobre regulación con documentos regulatorios emitidos por la misma entidad.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que el comentario no se sustenta sobre una base técnica y jurídica.  Toda vez que no se precisa el (los) documentos normativos que motiven su comentario.  Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Figura		NO SE MODIFICA	

					6 y Apéndice C (informativo), es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Figura 6 y Apéndice C (informativo)", el comentario se considera ambiguo y obscuro.			
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-73 Fecha 20-12-2017	Figura 6. Clasificación de actividades de Mitigación. <b>ELIMINAR</b>	De esta manera se evitaría una sobre regulación con documentos regulatorios emitidos por la misma entidad.  Por precisión técnica, congruencia y certeza jurídica, con fundamento en los artículos 14 y 16 Constitucionales y 3° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que el comentario no se sustenta sobre una base técnica y jurídica.  Toda vez que no se precisa el (los) documentos normativos que motiven su comentario.		NO SE MODIFICA	
					Adicional a lo anterior, se considera que el comentario no indica cuál es el problema de utilizar "Figura 6. Clasificación de actividades de Mitigación", es decir, no justifica el efecto técnico y jurídico que provoca algún perjuicio. Los artículos citados de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, no refieren a tipos de "Figura 6. Clasificación de actividades de Mitigación", el comentario se considera ambiguo y obscuro.			
	IACONSM-15 Fecha 22-12-2017	<b>Tabla 7. Métodos de reparación aceptados para Ducto, Segmento o sección Marino.</b>  Complementar de acuerdo a 7 RESPONSES TO INTEGRITY ASSESSMENTS AND MITIGATION (REPAIR AND PREVENTION), ANSI 31.8S	La Tabla 7 está incompleta. Ver 7 RESPONSES TO INTEGRITY ASSESSMENTS AND MITIGATION (REPAIR AND PREVENTION), ANSI 31.8S	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, pues el esquema de ASME B31.8S cuyo alcance es solo a Gasoductos Terrestres se consideró en la elaboración del presente Proyecto de Norma, respecto del mantenimiento correctivo se establece en la tabla 7 "Métodos de reparación aceptados para Ducto, Segmento o sección Marino", los métodos de reparación aceptados para el Ducto, Segmento o sección terrestre deben cumplir con lo establecido en las Disposiciones		NO SE MODIFICA	

					administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y cualquier otra que emita la Agencia que tenga relación con lo establecido en el presente Proyecto de Norma. Respecto del mantenimiento predictivo y preventivo, así como de las actividades de mitigación se establecen los criterios de acuerdo a lo siguiente; en los numerales 7.1.1 "Mantenimiento predictivo" y 7.1.2 "Mantenimiento preventivo", Figura 5 – "Clasificación de actividades de mantenimiento" y el Apéndice C (informativo).			
					El alcance del presente Proyecto de Norma no solo son Ductos Terrestres que es el ámbito de aplicación de la Norma ASME B31.8S, es también aplicable a Ductos Marinos (DNVGL-RP-F116 2017 y DRAF ISO/CD 19345-2). Por lo que el esquema del proceso de administración de integridad se estableció para que cumpliera tanto con la normatividad nacional e internacional en la materia tanto para Ductos terrestres y Ductos marinos, por lo que existe una clasificación diferente respecto de su atención de una actividad de mitigación a una clasificación de actividades de mantenimiento, en función de los peligros aplicables y el resultado del Análisis de integridad.			
<p><b>8. Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad</b></p> <p>8.1 Los Regulados deben llevar a cabo revisiones anuales, con el propósito de evaluar el cumplimiento del proceso de Administración de la integridad de Ductos. Esta revisión proporcionará retroalimentación para la mejora continua de dicho proceso.</p> <p>Los Regulados deben desarrollar indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad que permitan la evaluación de los resultados del proceso de Administración de la integridad de Ductos. Estos indicadores servirán para continuar o ajustar las actividades programadas dentro del proceso de mantenimiento y Mitigación programada y</p>	<p>AMGN-39 Fecha 29-12-2017</p>	<p><b>8. Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad</b></p> <p>N/A</p>	<p>Dentro del texto No se especifica cómo llevar a cabo dicha evaluación.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no proceder el comentario, pues en el párrafo dos indica que:</p> <p>Los Regulados deben desarrollar indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad que permitan la evaluación de los resultados del proceso de Administración de la integridad de Ductos.</p> <p>Asimismo, se establece en</p>	<p><b>8. Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad.</b></p> <p>8.1 Los Regulados deben llevar a cabo revisiones anuales, con el propósito de evaluar el cumplimiento del proceso de Administración de la integridad de Ductos. Esta revisión proporcionará retroalimentación para la mejora continua de dicho proceso.</p> <p>Los Regulados deben desarrollar indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad de los resultados del proceso de Administración de la integridad de Ductos. Estos indicadores servirán para continuar o ajustar las actividades</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	

<p>orientarlas al cumplimiento de las metas de desempeño, los cuales deben establecerse de acuerdo con las características del Ducto, Segmento o sección, de los Regulados y los tipos de productos que transportan y los requerimientos de este Proyecto Norma Oficial Mexicana.</p> <p>Los indicadores de desempeño deben relacionarse como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Ducto, Segmento o sección, con información conforme a la Tabla 1;</p> <p>b) Ducto, Segmento o sección, con Análisis de Riesgo;</p> <p>c) Ducto, Segmento o sección, con inspección de integridad;</p> <p>d) Ducto, Segmento o sección, con Análisis de integridad, y</p> <p>e) Ducto, Segmento o sección, con actividades de mantenimiento y Mitigación.</p>	<p>AMGN-40 Fecha 29-12-2017</p>	<p><b>N/A</b></p>	<p>Un indicador de desempeño puede ser la re-evaluación del Ducto, lo cual indicaría si se disminuyó o aumento el riesgo.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>el numeral 8.1 los criterios para que los Regulados establezcan dichos indicadores de desempeño al proceso de administración de la integridad.</p> <p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que el documento establece en el numeral 8.1, que los Regulados deben desarrollar indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad que permitan la evaluación de los resultados del proceso de Administración de la integridad, estos indicadores servirán para continuar o ajustar las actividades programadas dentro del proceso de mantenimiento y Mitigación programada y orientarlas al cumplimiento de las metas de desempeño, los cuales deben establecerse de acuerdo con las características del Ducto, Segmento o Sección y los tipos de productos que transportan y los requerimientos de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana.</p>	<p>programadas dentro del proceso de mantenimiento y Mitigación, y orientarlas al cumplimiento de las metas de desempeño, los cuales deben establecerse de acuerdo con las características del Ducto, Segmento o Sección de los Regulados, los tipos de productos que transportan y los requerimientos de esta Norma Oficial Mexicana.</p> <p>Los indicadores de desempeño deben relacionarse como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Ducto, Segmento o sección, con información conforme a la Tabla 1;</p> <p>b) Ducto, Segmento o sección, con Análisis de Riesgo;</p> <p>c) Ducto, Segmento o sección, con inspección de integridad;</p> <p>d) Ducto, Segmento o sección, con Análisis de integridad, y</p> <p>e) Ducto, Segmento o sección, con actividades de mantenimiento y Mitigación.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>
	<p>AMGN-71 Fecha 29-12-2017</p>	<p><b>8. Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad.</b></p> <p><b>8.1 Los Regulados deben llevar a cabo revisiones anuales, con el propósito de evaluar el cumplimiento y desempeño del proceso de administración de la integridad de Ductos. Esta revisión dará evidencia documental de la evolución particular y/o general de la identificación, documentación, evaluación con base a riesgo y reducción/mitigación de los peligros potenciales factibles de presentarse en el Ducto.</b></p> <p>Las revisiones deben realizarse de forma periódica para evaluar la efectividad del proceso de administración de integridad de los regulados. El objetivo de esta sección es proporcionar a los regulados una metodología que se pueda utilizar para evaluar la eficacia de su administración de la integridad. Una evaluación del proceso de integridad debería ayudar al regulado a responder las siguientes preguntas:</p> <p>1) ¿Se cumplieron todos los objetivos del proceso de administración de la integridad?</p> <p>2) ¿Se mejoraron la integridad y</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• API RECOMMENDED PRACTICE 1160 SECOND EDITION, SEPTEMBER 2013 ERRATA 1, SEPTEMBER 2013 MANAGING SYSTEM INTEGRITY FOR HAZARDOUS LIQUID PIPELINES.</li> <li>• ASME B31.8S-2014, MANAGING SYSTEM INTEGRITY OF GAS PIPELINES.</li> <li>• NOM-027-SESH-2010 (APARTADO 7, 7.1, 7.4, 7.5).</li> <li>• INSTRUCCIÓN GENÉRICA PEMEX-SD-GST-IG-EIR-001 (9.7).</li> <li>• API RP 1160-2013 (4, 7, 7.1, 7.2, 7.3, TABLA 9).</li> </ul>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no se pretende en este punto dar una metodología para la evaluación, no es parte del alcance que se debe dar a este numeral, pues en este punto se indica que el Regulado debe medir el cumplimiento de la integridad.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	

		<p>seguridad de manera efectiva a través del proceso de administración de la integridad?</p> <p>3) ¿Se cumple realmente con las expectativas regulatorias?</p> <p>El regulado debe recopilar información sobre el rendimiento y evaluar periódicamente la efectividad de sus métodos de recopilación de información, evaluación de la integridad, evaluación de riesgo y sus actividades de control de riesgos preventivos y mitigantes, incluida la reparación. El regulado también debe evaluar la efectividad de sus sistemas de administración y procesos para respaldar las decisiones de administración de la integridad. Es necesaria una combinación de medidas de desempeño y auto-revisiones del sistema para evaluar la efectividad general del proceso de administración de integridad</p> <p>Para mejorar el desempeño de la administración de integridad de Ductos, se podrá considerar de manera inicial todos aquellos peligros potenciales factibles que representen un riesgo real a la operación, seguridad e integridad del Ducto, y de forma gradual se considerarán todos los demás peligros potenciales factibles de presentarse en el Ducto, hasta un control total de todos ellos. Todo esto siempre y cuando se documente que los peligros potenciales que no se consideraran al inicio del proceso, no ponen en riesgo la integridad ni la operación del Ducto.</p> <p>Los Regulados deben desarrollar indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad que permitan la evaluación de los resultados del proceso de Administración de la</p>						
		<p>integridad de Ductos. Estos indicadores servirán para continuar o ajustar las actividades programadas dentro del proceso de mantenimiento y Mitigación programada y orientarlas al cumplimiento de las metas de desempeño, los cuales deben establecerse de acuerdo con las características del Ducto, Segmento o sección, de los Regulados y los tipos de productos que transportan y los requerimientos de este Proyecto Norma Oficial Mexicana.</p> <p>Los indicadores de desempeño deben relacionarse como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Ducto, Segmento o sección, con información conforme a la Tabla 1 <b>(mejora de la confiabilidad de datos)</b>;</p> <p>b) Ducto, Segmento o sección, con Análisis de Riesgo <b>(mejora en la determinación de peligros potenciales, en el modelo de evaluación de riesgo y en la identificación de zonas de alta consecuencia)</b>.</p> <p>c) Ducto, Segmento o sección, con inspección de integridad <b>(mejoras en la</b></p>						

		<p><b>elección de las tecnologías para inspección);</b></p> <p>d) Ducto, Segmento o sección, con Análisis de integridad (<b>mejora en las frecuencias de re-evaluación de integridad</b>), y</p> <p>e) Ducto, Segmento o sección, con actividades de mantenimiento y Mitigación (<b>mejoras en las medidas de mitigación y prevención</b>).</p> <p>8.2 Los Regulados deben disponer de herramientas o sistemas informáticos, para dar seguimiento a las actividades del proceso de Administración de la integridad, que proporcionen el estatus de la integridad del Ducto, Segmento o sección, a través de los indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad. Dicha información debe mantenerse actualizada y disponible para su revisión cuando la Agencia lo solicite.</p> <p>8.3 Los Regulados deben realizar una auditoría del proceso de Administración de la integridad de Ductos, la cual se debe llevar a cabo cada 5 años para identificar las desviaciones y áreas de mejora, en la adecuación, aplicación y cumplimiento del proceso de Administración de la integridad de Ductos. La auditoría se debe llevar a cargo por un grupo de especialistas de los Regulados, los cuales deben ser externos al área de proceso. Cualquier resultado de incumplimiento se debe documentar y realizar las medidas correctivas correspondientes, su implementación y seguimiento.</p>					
	<p>Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-5</p> <p>Fecha 20-12-2017</p>	<p><b>Capítulo 8. denominado "Evaluación del Desempeño del Proceso de Administración de la Integridad"</b>, del Proyecto de Norma PROY-NOM-009-ASEA-2017, se manifiesta que en el Anexo 1 de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos, se establece que el regulado debe contemplar las "Metas, Objetivos e Indicadores". Con relación al establecimiento de objetivos, metas e indicadores para evaluar el desempeño, se estima que se está sobre regulando, en virtud de que los reportes deben ser enviados a la Agencia, aunado a que, los auditores externos deberán incluir esta evaluación dentro de sus análisis.</p> <p>Derivado de que la Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad, carece de fundamento técnico y no es parte de proceso general de Administración de Integridad; y toda vez que el objeto de las Normas Oficiales Mexicanas es regular especificaciones técnicas de un alto grado de precisión para dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en los reglamentos o en la ley, su función no es ni puede ser establecer nuevas obligaciones a los</p>		NO PROCEDE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que los indicadores a los que se hace referencia los lineamientos para la "Conformación e implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican" tienen la finalidad de evaluar el desempeño del Sistema de Administración del Regulado, mientras que los señalados en el Proyecto de Norma que se analiza, tiene la finalidad de evaluar el desempeño del proceso de integridad de Ductos Segmentos o secciones, es decir evalúan rubros distintos.</p> <p>La Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la</p>		NO SE MODIFICA

		particulares, ni conceder derechos o permisos ; solamente puede referirse a obligaciones previstas en leyes y reglamentos y especificarlas , esto es, establecer el "cómo" se cumple.			integridad, resulta necesario porque: es importante demostrar que se cumplen los requisitos especificados y contar con dicha evaluación porque se contrastan los resultados en campo con las predicciones hechas, que resulta necesario el mismo porque para administrar correctamente la integridad de un Ducto, se requiere de un proceso que cuantifique y cualifique los datos y resultados que se generan día a día con los Ductos para poder atender incidencias, prever con antelación la atención de algún Ducto, Segmento o Sección o bien, conocer el estado real de los mismos.  Por lo cual, se requiere evaluar de forma constante el proceso a efecto de considerar si es correcto o bien, debe buscarse su modificación o mejora.		
Pemex Logística y Pemex Exploración y Produccion-74  Fecha 20-12-2017	<b>8. Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad.</b>  <b>ELIMINAR TODO EL CAPITULO Y SU CONTENIDO</b>	Derivado de que la Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad, carece de fundamento técnico y no es parte de proceso general de Administración de Integridad, y toda vez que legalmente se sabe que:  • El objeto de las NOMs es regular cuestiones técnicas, establecer especificaciones técnicas de un alto grado de precisión para dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en los reglamentos o en la ley. Por lo mismo, su función no es ni puede ser la de reglamentar disposiciones de ley, no puede establecer obligaciones a los particulares, ni conceder derechos o permisos; solamente puede referirse a obligaciones previstas en leyes y reglamentos y especificarlas.  Lo anterior conforme a lo previsto por el artículo 40 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que los indicadores a los que se hace referencia los lineamientos para la "Conformación implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividad del Sector Hidrocarburos que se indican" tienen la finalidad de evaluar el desempeño del Sistema de Administración del Regulado, mientras que los señalados en el Proyecto de Norma que se analiza, tiene la finalidad de evaluar el desempeño del proceso de integridad de Ductos Segmentos o Secciones, es decir evalúan rubros distintos.  La Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad, resulta necesario porque: es importante demostrar que se cumplen los requisitos especificados y contar con dicha evaluación porque se contrastan los resultados en campo con las predicciones hechas, que resulta	NO SE MODIFICA		

					<p>necesario el mismo porque para administrar correctamente la integridad de un Ducto, se requiere de un proceso que cuantifique y cualifique los datos y resultados que se generan día a día con los Ductos para poder atender incidencias, prevenir con antelación la atención de algún Ducto, Segmento o Sección o bien, conocer el estado real de los mismos.</p> <p>Por lo cual, se requiere evaluar de forma constante el proceso a efecto de considerar si es correcto o bien, debe buscarse su modificación o mejora.</p>		
	<p>CRE-79 Fecha 07-11-2017</p>	<p><b>8 Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad.</b></p> <p>8.1 Los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, deben llevar a cabo revisiones anuales, con el propósito de evaluar el cumplimiento del proceso de Administración de la integridad de Ductos. Esta revisión proporcionará retroalimentación para la mejora continua de dicho proceso.</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia</p>	NO PROCEDE	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.</p> <p>El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	NO SE MODIFICA	
	<p>CRE-81 Fecha 07-11-2017</p>		<p>Se sugiere acotar el período de tiempo, dependiendo de <b>daños o paros en la operación del Ducto</b>, ya sea por reparación, por mantenimiento y/o cambio de servicio; si durante el año en turno se identifica uno o alguno de los escenarios citados, sería conveniente identificar las acciones necesarias que garanticen la correcta operación del mismo.</p>	NO PROCEDE	<p>Debido a que el alcance de este numeral contempla que los Regulados deben desarrollar indicadores del proceso de administración de la integridad, que le permitirá continuar o ajustar las actividades programadas dentro del proceso de mantenimiento y mitigación.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	NO SE MODIFICA	
	<p>CRE-80 Fecha 07-11-2017</p>	<p>8.1 Los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, deben desarrollar indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad que permitan la evaluación de los resultados del proceso de Administración</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además</p>	NO PROCEDE	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio</p>	NO SE MODIFICA	

		de la integridad de Ductos. Estos indicadores servirán para continuar o ajustar las actividades programadas dentro del proceso de mantenimiento y Mitigación programada y orientarlas al cumplimiento de las metas de desempeño, los cuales deben establecerse de acuerdo con las características del Ducto, Segmento o sección, de los Regulados y los tipos de productos que transportan y los requerimientos de este Proyecto Norma Oficial Mexicana.	de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia		Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.  El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
	AMGN-41 Fecha 29-12-2017	..... Estos indicadores servirán para continuar o ajustar las actividades programadas dentro del proceso de mantenimiento y Mitigación programada y orientarlas al cumplimiento de las metas de desempeño, los cuales deben establecerse de acuerdo con las características del Ducto, Segmento o sección, de los Regulados y los tipos de productos que transportan y los requerimientos de este Proyecto Norma Oficial Mexicana.  <b>N/A</b>	No está correctamente redactado se pierde la idea.	PROCEDE	Se aplica el comentario para mejorar la redacción, correspondiente al segundo párrafo de numeral 8.1.		SE MODIFICA	
	IACONSMA-16 Fecha 22-12-2017	Los Regulados deben desarrollar indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad que permitan la evaluación de los resultados del proceso de Administración...  <b>Definir indicadores mínimos</b>	Esto dificulta la evaluación de los Ductos, la autoridad debería definir indicadores mínimos	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no es claro la propuesta o comentario.  El numeral 8.1 indica criterios para que el Regulado establezca sus indicadores que deben relacionarse como mínimo con lo siguiente:  a) Ducto, Segmento o Sección, con información conforme a la Tabla 1;  b) Ducto, Segmento o Sección, con Análisis de Riesgo;  c) Ducto, Segmento o Sección, con inspección de integridad;  d) Ducto, Segmento o Sección, con Análisis de integridad, y  e) Ducto, Segmento o Sección, con actividades de mantenimiento y Mitigación.  De lo que se advierte que los indicadores dependen de las necesidades y características de cada Regulado y sus sistemas de recolección, transporte y distribución, entre otros.		NO SE MODIFICA	

					Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.	SE MODIFICA	
8.2 Los Regulados deben disponer de herramientas o sistemas informáticos, para dar seguimiento a las actividades del proceso de Administración de la integridad del Ducto, Segmento o sección, a través de los indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad. Dicha información debe mantenerse actualizada y disponible para su revisión cuando la Agencia lo solicite.	CRE-82 Fecha 07-11-2017	8.2 Los operadores del sistema deben disponer de herramientas o sistemas informáticos, para dar seguimiento a las actividades del proceso de Administración de la integridad, que proporcionen el estatus de la integridad del Ducto, Segmento o sección, a través de los indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad. Dicha información debe mantenerse actualizada y disponible para su revisión cuando la Agencia lo solicite	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.	NO PROCEDE	Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.  El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	8.2 Los Regulados deben disponer de herramientas o sistemas informáticos, para dar seguimiento a las actividades del proceso de Administración de la integridad, que proporcionen el estatus de la integridad del Ducto, Segmento o sección, a través de los indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad. Dicha información debe mantenerse actualizada y disponible para su revisión cuando la Agencia lo solicite.	NO SE MODIFICA
8.3 Los Regulados deben realizar una auditoría del proceso de Administración de la integridad de Ductos, la cual se debe llevar a cabo cada 5 años para identificar las desviaciones y áreas de mejora, en la adecuación, aplicación y cumplimiento del proceso de Administración de la integridad de Ductos. La auditoría se debe llevar a cargo por un grupo de especialistas de los Regulados, los cuales deben ser externos al área de proceso. Cualquier resultado de incumplimiento se debe documentar y realizar las medidas correctivas correspondientes, su implementación y seguimiento.	CRE-83 Fecha 07-11-2017	8.3 Los operadores del sistema deben realizar una auditoría del proceso de Administración de la integridad de Ductos, la cual se debe llevar a cabo cada 5 años para identificar las desviaciones y áreas de mejora, en la adecuación, aplicación y cumplimiento del proceso de Administración de la integridad de Ductos. La auditoría se debe llevar a cargo por un grupo de especialistas de los Regulados, los cuales deben ser externos al área de proceso. Cualquier resultado de incumplimiento se debe documentar y realizar las medidas correctivas correspondientes, su implementación y seguimiento.	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.	NO PROCEDE	Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.  El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	8.3 Los Regulados deben realizar una auditoría del proceso de Administración de la integridad de Ductos, la cual se debe llevar a cabo cada 5 años para identificar las desviaciones y áreas de mejora, en la adecuación, aplicación y cumplimiento del proceso de Administración de la integridad de Ductos. La auditoría se debe llevar a cargo por un grupo de especialistas de los Regulados, los cuales deben ser externos al área de proceso. Cualquier resultado de incumplimiento se debe documentar y realizar las medidas correctivas correspondientes, su implementación y seguimiento.	NO SE MODIFICA
	CRE-84 Fecha 07-11-2017	Se sugiere disminuir el plazo para llevar a cabo el proceso de auditorías a 3 años, y que la auditoría sea efectuada por personal externo al Regulado, no		NO PROCEDE	Debido a que la propuesta respecto de la disminución del plazo de auditoría no se sustenta técnicamente.	NO SE MODIFICA	

		limitarlo únicamente al personal externo al área de proceso, adicionalmente se podría complementar que dicho personal cuente con certificaciones y/o acreditaciones que avalen su experiencia en la materia. O en su caso un Tercero autorizado, Unidad de Verificación, entre otras.			Respecto del personal a realizar dicha auditoria no se está limitando a este respecto.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
<b>9. Vigilancia de esta Norma.</b>						<b>9. Vigilancia de esta Norma.</b>	NO SE MODIFICA	
La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos es la autoridad competente para supervisar y vigilar el cumplimiento de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	AMGN-42 Fecha 29-12-2017	N/A	<b>9. Vigilancia de esta Norma.</b> Habla de la vigencia el numeral, y el texto habla del encargado de darle cumplimiento.	NO PROCEDE	Debido a que no es claro la propuesta o comentario.  No se encuentra la relación del término "vigencia".  El capítulo 9. " <b>Vigilancia de este Proyecto de Norma</b> ", establece lo siguiente;  La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos es la autoridad competente para supervisar y vigilar el cumplimiento de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos es la autoridad competente para supervisar y vigilar el cumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana.	NO SE MODIFICA	
					Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.		SE MODIFICA	
<b>10. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad.</b>	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-6 Fecha 20-12-2017	<b>•Capítulo 10. "Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad"</b> , se observa que la tabla presentada en la versión oficial (publicada en el DOF), no corresponde con la firmada por todo el grupo de especialistas y técnicos que participaron en el desarrollo del proyecto; por lo que el Proyecto de Norma PROY-NOM-009-ASEA-2017, carece de		NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, en razón de que los Proyectos de Normas Oficiales Mexicanas que se	<b>10. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad.</b>	NO SE MODIFICA	

		<p>legalidad y certeza jurídica , ello en virtud de que el contenido del citado Proyecto no es el mismo al que se firmó en el Grupo de Trabajo el día once de abril del año que transurre , convocado por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos , en relación al Proyecto publicado en el Diario Oficial de la Federación el día treinta y uno de octubre de dos mil diecisiete , por lo que dicho acto administrativo es violatorio de los artículos 3° y 4° de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.</p> <p>De los artículos antes citados, se desprende que todo acto administrativo debe ser expedido sin que exista error sobre el objeto, causa o motivo o incluso, sobre el fin del acto, así como seguir el procedimiento establecido, ya que, de emitirse bajo dichas circunstancias, es decir, ante la omisión o irregularidad de los elementos y requisitos exigidos por el artículo 3 de la ley Federal de Procedimiento Administrativo, producirán la nulidad o anulabilidad del acto administrativo.</p> <p>Cobra aplicación directa, la siguiente tesis jurisprudencial que a continuación se cita: <b>"FUNDAMENTACION Y MOTIVACION DE RESOLUCIONES ADMINISTRATIVAS"</b>. De la anterior tesis jurisprudencia se desprende nuestra Carta Magna dispone que nadie puede ser molestado en su persona, sin que exista un mandamiento escrito por autoridad competente que funde y motive la causa legal del procedimiento , es decir, que las autoridades justifiquen legalmente sus actos administrativos dejando constancia que no son arbitrarios, de igual manera la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos exige que señalen las causas materiales o de hecho que hayan dado lugar al acto autoritario, sin que pueda admitirse que esa motivación consista en expresiones generales o abstractas, sino que siempre deben ser razones y causas concretas.</p> <p>Ese H. Comité deberá observar que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, violó lo dispuesto por el artículo 16 Constitucional al no haber publicado en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma que fue elaborado y firmado por el Grupo de Trabajo de la Norma que nos ocupa, lo que se traduce en una violación al derecho humano de seguridad jurídica al no respetar la garantía de audiencia.</p>			<p>trabajan durante los grupos de trabajo, previo a ser publicados y aprobados por el CONASEA, se evalúan por el Subcomité del CONASEA y la Unidad de Asuntos Jurídicos de la ASEA, quienes, pueden instruir la modificación de los Proyectos, precisamente para guardar integridad y garantizar la seguridad jurídica de los mismos.</p> <p>En ese orden de ideas, el Proyecto que fue publicado, y aprobado por el CONASEA, tal y como consta, <b>de la sesión del día 03 de mayo de 2017</b>, consistente en la 2ª Sesión Extraordinaria del Subcomité de Procesos Industriales, Transporte y Almacenamiento del CONASEA, <b>en el acuerdo marcado como 2 indicó expresamente</b>, que la versión aprobada, <b>sustituye la versión firmada por el Grupo de Trabajo</b> y que, además, se sometería al análisis y validación jurídica previo a ser sometida al CONASEA.</p> <p>Finalmente, con fundamento en las Reglas de Operación del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial, Operativa y de protección al Medio Ambiente en el Sector Hidrocarburos, artículo 21 fracción VII, se establece claramente que el Subcomité podrá: <b>"Revisar los proyectos, anteproyectos de NOM, respuesta a comentarios, Procedimientos a la Evaluación de la Conformidad y la Manifestación de Impacto Regulatorio, que elaboren los GI"</b></p> <p>Por lo tanto, no se violan los artículos 3 y 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo como artificioamente indica el promovente.</p>			
<p><b>10.1 Objeto.</b></p> <p>El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad tiene por objeto determinar el grado de cumplimiento del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-ASEA-2017 Administración de la integridad de Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.</p>					<p>Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la</p>	<p><b>10.1 Objeto.</b></p> <p>El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad tiene por objeto determinar el grado de cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana NOM-009-ASEA-2017 Administración de la integridad de Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.</p>	SE MODIFICA	

					ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.			
<p><b>10.2 Procedimiento.</b></p> <p>La Evaluación de la Conformidad del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana se llevará a cabo en cada una de las etapas y actividades previstas en la Tabla 8, mediante la revisión documental solicitada para el Ducto, Segmento o sección.</p>  <p>La Evaluación de la Conformidad será realizada por una Unidad de Verificación, acreditada, y aprobada por la Agencia en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.</p> <p>Los resultados de la Evaluación de la Conformidad deben hacerse constar en dictámenes por cada etapa y contener el análisis de estas mismas.</p> <p>Los dictámenes originales de la evaluación, deben conservarlos los Regulados y deben estar disponibles para cuando la Agencia los requiera.</p> <p>Cuando se realice una modificación al Ducto, Segmento o sección, o se realicen modificaciones a los que se encuentran en operación, se deben cumplir con las etapas previstas en la Tabla 8 y se deberán obtener sus respectivos dictámenes o Dictamen.</p>	<p>Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-75</p> <p>Fecha 20-12-2017</p>	<p><b>10. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad.</b></p> <p><b>10.2 Procedimiento.</b></p> <p><b>Tabla 8 – Procedimiento por Etapas de Evaluación de la Conformidad</b></p> <p><b>ELIMINAR POR CONSIDERAR LA MODIFICACIÓN DE LA TABLA DE MANERA ARBITRARIA Y NO RESPETAR LOS ACUERDOS FIRMADOS CON LOS PROFESIONALES QUE DESARROLLARON EL DOCUMENTO.</b></p>	<p>• Principalmente se observa que la tabla presentada en la versión oficial (publicada en el DOF), no corresponde con la firmada por todo el grupo de especialistas y técnicos que participaron en el desarrollo del proyecto; ya que la firmada cuenta con los siguientes términos:</p>  <p>• Originalmente se consideraba el Análisis de Riesgo como una de las etapas a evaluar, misma que se eliminó y no se tomó en cuenta a los participantes en el proyecto.</p> <p>En el anexo 1 de las DACG's que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, se establece que el regulado debe contemplar las METAS, OBJETIVOS E INDICADORES. Con relación al establecimiento de objetivos, metas e indicadores para evaluar el desempeño, por lo que se está sobre regulando, ello porque los reportes deben ser enviados a la Agencia, aunado a que, los auditores externos deberán incluir esta evaluación dentro de sus análisis.</p>	NO PROCEDE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, en razón de que los Proyectos de Normas Oficiales Mexicanas que se trabajan durante los grupos de trabajo, previo a ser publicados y aprobados por el CONASEA, se evalúan por el Subcomité del CONASEA y la Unidad de Asuntos Jurídicos de la ASEA, quienes, pueden instruir la modificación de los Proyectos, precisamente para guardar integridad y garantizar la seguridad jurídica de los mismos.</p> <p>En ese orden de ideas, el Proyecto que fue publicado, y aprobado por el CONASEA, tal y como consta, de la sesión del día 03 de mayo de 2017, consistente en la 2ª Sesión Extraordinaria del Subcomité de Procesos Industriales, Transporte y Almacenamiento del CONASEA, en el acuerdo marcado como 2 indicó expresamente, que la versión aprobada, sustituye la versión firmada por el Grupo de Trabajo y que, además, se sometería al análisis y validación jurídica previo a ser sometida al CONASEA.</p> <p>Finalmente, con fundamento en las Reglas de Operación del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial, Operativa y de protección al Medio Ambiente en el Sector Hidrocarburos, artículo 21 fracción VII, se establece claramente que el Subcomité podrá: "Revisar los proyectos, anteproyectos de NOM, respuesta a comentarios, Procedimientos a la Evaluación de la Conformidad y la Manifestación de Impacto Regulatorio, que elaboren los GT"</p> <p>Por lo tanto, no se violan los artículos 3 y 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo como artificioamente indica el</p>	<p><b>10.2 Procedimiento.</b></p> <p>La Evaluación de la Conformidad de la presente Norma Oficial Mexicana se llevará a cabo en cada una de las etapas y actividades previstas en la Tabla 8, mediante la revisión documental solicitada para el Ducto, Segmento o sección.</p> <p>Para efectos de lectura de la presente matriz de atención a comentarios y con el propósito de visualizar correctamente la tabla 8, es necesario remitirse al Anexo XIV de figuras y tablas inserto al final del presente documento.</p> <p>La Evaluación de la Conformidad será realizada por una Unidad de Verificación, acreditada, y aprobada por la Agencia en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.</p> <p>Los resultados de la Evaluación de la Conformidad deben hacerse constar en dictámenes por cada etapa y contener el análisis de estas mismas.</p> <p>Los dictámenes originales de la evaluación, deben conservarlos los Regulados y deben estar disponibles para cuando la Agencia los requiera.</p> <p>Cuando se realice una modificación al Ducto, Segmento o sección, o se realicen modificaciones a los que se encuentran en operación, se deben cumplir con las etapas previstas en la Tabla 8 y se deberán obtener sus respectivos dictámenes o Dictamen.</p>	NO SE MODIFICA	

					<p>promovente.</p> <p>Cabe advertir que las metas, objetivos y los indicadores a los que se hace referencia en los lineamientos para la "Conformación implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividad del Sector Hidrocarburos que se indican" tienen la finalidad de evaluar el desempeño del Sistema de Administración del Regulado, mientras que los señalados en el Proyecto de Norma que se analiza, tiene la finalidad de evaluar el desempeño del proceso de Integridad de Ductos Segmentos o secciones, es decir evalúan rubros distintos</p>			
	<p>AMGN-43 Fecha 29-12-2017</p>	<p>Inspección y Análisis de integridad /6/ 1. Ductos con prioridad de atención alta, máximo 3 años.  <b>N/A</b></p>	<p>No se especificó en ningún punto como determinar la prioridad.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que el Regulado debe determinar cuáles son las prioridades de acuerdo al tipo de defecto o falla.</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>AMGN-44 Fecha 29-12-2017</p>	<p>Actividades de mantenimiento y Mitigación. /7 Máximo 5 años.  <b>N/A</b></p>	<p>Dependerá de la actividad ¿?, potenciales se miden cada 2 o 6 meses.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no se presenta ninguna propuesta solo se manifiestan preguntas.  Los periodos establecidos son para la verificación de la actividad no para la ejecución de la actividad.</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>AMGN-72 Fecha 29-12-2017</p>	<p><b>Tabla 8–Procedimiento por Etapas de Evaluación de la Conformidad</b></p>	<p>• Debe utilizarse también la referencia a ASME B31.8S con relación al tiempo de inspección basado en la evaluación de pérdidas de metal.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que las referencias normativas o los que están listados en la bibliografía fueron las principales Normas en las que se basó el documento. Asimismo, el documento normativo ASME B31.8S se encuentra referidos en el capítulo de bibliografía.</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>IACONSM-14</p>	<p><b>6. Inspección y análisis de integridad</b></p>	<p>No se establecen los</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	

	Fecha 22-12-2017	Establecer criterios para determinar periodos de inspección, pruebas y mantenimiento	periodos de inspección, pruebas y mantenimiento		de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario debido a que no es clara la propuesta o comentario.  Respecto de los periodos de verificación para las etapas de "inspección y análisis de integridad" y "Actividades de mantenimiento y Mitigación", ya se encuentran establecidos en la tabla 8.  Asimismo, dentro del numeral 6.3.2 "Respuesta al Análisis de integridad", se indican criterios de atención para atender los resultados del análisis de integridad.			
	CRE-85 Fecha 07-11-2017	Se sugiere que el plazo máximo sea Cada tres años. Ya que esto permite tener periodos de tiempo definidos para su verificación, de otra manera, si un permisionario presenta su reporte el primer año, debemos esperar su segundo reporte el cuarto año y así con cada permisionario, <b>el control sería por cada permisionario, no por sector.</b>		NO PROCEDE	Debido a que no es claro la propuesta o comentario.  Ya se encuentra establecido el plazo en la tabla 8, es; Ductos con prioridad de atención alta, máximo 3 años.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
	CRE-86 Fecha 07-11-2017	<b>10.2 Procedimiento.</b> Los dictámenes originales de la evaluación, deben conservarlos los operadores del sistema y deben estar disponibles para cuando la Agencia los requiera.	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.	NO PROCEDE	Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.		NO SE MODIFICA	
	IACONSM-11 Fecha 22-12-2017	10. 2 Procedimiento Tabla 8 Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad, periodicidad de verificación. Se sugiere que diga: • Ductos de producción, máximo 3	Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad, periodicidad de verificación. Dice Anual	NO PROCEDE	El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.  Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que los Ductos de producción no son alcance del presente Proyecto de		NO SE MODIFICA	

		años • Ductos de recolección, transporte y distribución, Anual.			Norma.			
					Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.		SE MODIFICA	
<b>11. Concordancia con otras Normas.</b>						<b>11. Concordancia con otras Normas.</b>	NO SE MODIFICA	
Este Proyecto de Norma Oficial Mexicana no es equivalente con ninguna Norma Nacional o Internacional.	AMGN-45 Fecha 29-12-2017	<b>N/A</b>	Es de tipo impositivo ¿?, ya que si debería existir concordancia con la DOT y ASME	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no es claro la propuesta o comentario.  En base a la NMX-Z-013-SCFI-2015, se establecen tres grados de concordancia; a. Idéntica b. Modificada c. No equivalente  Sin embargo, no existe identificación en su contenido técnico, estructura o redacción con ninguna norma internacional, ni con las aludidas por el comentarista, sino simples referencias o remisiones.	Esta Norma Oficial Mexicana no es equivalente con ninguna norma nacional o internacional.	NO SE MODIFICA	
					Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.		SE MODIFICA	
NO EXISTE	AMGN-1 Fecha 29-12-2017	<b>N/A</b>	La Norma no hace referencia a riesgo por cruces de AC o Paralelismo. ¿Se incluirá en otra Norma? ¿Se considerarán en algún numeral adicional? ¿Qué medidas de mitigación se recomendarán por el riesgo de interferencias eléctricas?	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no se presenta ninguna propuesta solo se manifiestan preguntas.		NO SE MODIFICA	

					<p>Lo requerido en el comentario ya se contempla en el numeral 4.1 Recopilación, revisión, integración y análisis de datos, tabla 1, se indica en: "construcción"; tipo de cruces, "operación y mantenimiento"; cruces o paralelismo con otros Ductos.</p> <p>Respecto de medidas de mitigación, el apéndice C (Informativo)</p> <p>Clasificación de actividades de mantenimiento y mitigación" establece en la categoría de diseño entre otros el peligro asociado de "instalación inadecuada (selección de ruta), donde se indica entre las actividades de mitigación el rediseño.</p>		
<b>APÉNDICE A (Normativo) MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGO</b>		<b>APÉNDICE A (Normativo) MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGO</b>				<b>Apéndice A (Normativo) Métodos para el análisis de riesgo</b>	NO SE MODIFICA
<p>a) Se podrán utilizar estos o cualquier otro que lo iguale o lo mejore:</p> <p>1. Evaluación Subjetiva ¿Qué pasa si? (What if), Lista de verificación (Check list). La realiza un grupo multidisciplinario que posee un conocimiento de la operación del Ducto y pueden extrapolar su experiencia y expresarlo en términos cualitativos o cuantitativos para incorporarlo al proceso de evaluación de Riesgo. El grupo multidisciplinario deben analizar cada Segmento del Ducto;</p> <p>2. Evaluación Relativa. Basado en el conocimiento detallado de un Ducto específico y en una mayor cantidad de datos, este método desarrolla los riesgos dirigidos a conocer los peligros que han impactado históricamente la operación del Ducto. Identifican y evalúan los peligros y consecuencias relevantes que el Ducto ha tenido en el pasado. Se considera un Riesgo relativo porque los resultados se comparan con valores obtenidos de este mismo. Este método es más complejo y requiere datos más específicos que el método de evaluación subjetiva (opinión del grupo multidisciplinario);</p> <p>3. Método basado en Escenarios. Este método genera la descripción de un Evento, o series de eventos, que conduce a la falla y evalúa tanto la Probabilidad de falla como sus consecuencias. Incluye la construcción de árboles de eventos, árboles de decisión y/o árboles de falla, y</p> <p>4. Método probabilista. Este método es el más complejo y el que requiere de mayor cantidad de datos. Combina matemáticamente las frecuencias de eventos o series de eventos para determinar la frecuencia de un Incidente. Los resultados que se obtienen se comparan con las probabilidades del Riesgo aceptables</p>	<p>IACONSMA-12</p> <p>Fecha 22-12-2017</p>	<p><b>Incluir</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Daños por terceros</li> <li>• Ciclos de fatiga</li> <li>• Defectos de manufactura y construcción</li> <li>• EWR en la tubería</li> <li>• Corrosión</li> </ul>	<p>Métodos como ¿Qué pasa si? (What if), Lista de verificación (Check list), sobre simplificarían los análisis de riesgos, es probable que se dejen de identificar peligros. Se recomienda evaluar 192.917 (e) de la DOT, ver <a href="https://primis.phmsa.dot.gov/gasimp/faqs.htm#top11">https://primis.phmsa.dot.gov/gasimp/faqs.htm#top11</a>, para incluir</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Daños por terceros</li> <li>• Ciclos de fatiga</li> <li>• Defectos de manufactura y construcción</li> <li>• EWR en la tubería</li> <li>• Corrosión</li> </ul>	NO PROCEDE	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que en dicho inciso se establece claramente que "Se podrán utilizar estos o cualquier otro que lo iguale o mejore", lo cual no restringe al uso de cualquier otra metodología que los Regulados consideren efectiva para el desarrollo de su análisis de riesgo, asimismo, dentro del inciso c) se mencionan las características de un método efectivo, con la intención de que los Regulados consideren dichas características al seleccionar la metodología para su análisis de riesgo.</p> <p>Cabe señalar que el desarrollo de la metodología depende de la experiencia del facilitador, ya que es más probable que no se identifiquen peligros si no tiene la experiencia o el conocimiento de la actividad a analizar.</p> <p>Los aspectos señalados como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Daños por terceros.</li> <li>• Ciclos de fatiga.</li> <li>• Defectos de manufactura y construcción.</li> <li>• EWR en la tubería.</li> </ul>	<p>a) Se podrán utilizar los métodos ¿Qué pasa si?, combinación de Lista de verificación/ ¿Qué pasa si?, Análisis de Modos de Falla y Efectos (siglas en inglés FMEA), Análisis de Peligros y Operabilidad (HAZOP), Análisis de Árbol de Eventos (AAE), Análisis de Árbol de Fallas (AAF) y Análisis de Consecuencias (AC), o cualquier otro que lo iguale o lo mejore:</p> <p>1. Evaluación Subjetiva ¿Qué pasa si? (What if), Lista de verificación (Check list). La realiza un grupo multidisciplinario que posee un conocimiento de la operación del Ducto y pueden extrapolar su experiencia y expresarlo en términos cualitativos o cuantitativos para incorporarlo al proceso de evaluación de Riesgo. El grupo multidisciplinario debe analizar cada Segmento del Ducto;</p> <p>2. Evaluación Relativa. Basado en el conocimiento detallado de un Ducto específico y en una mayor cantidad de datos, este método desarrolla los riesgos dirigidos a conocer los peligros que han impactado históricamente la operación del Ducto. Identifican y evalúan los peligros y consecuencias de falla relevantes que el Ducto ha tenido en el pasado. Se considera un Riesgo relativo porque los resultados se comparan con valores obtenidos de este mismo. Este método es más complejo y requiere datos más específicos que el método de evaluación subjetiva (opinión del grupo multidisciplinario);</p> <p>3. Método basado en Escenarios. Este método genera la descripción de un</p>	NO SE MODIFICA

<p>establecidas por los Regulados.</p> <p><b>b)</b> Los métodos anteriores tienen las siguientes características comunes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Identifican peligros o condiciones que amenacen la integridad del Ducto, Segmento o sección;</li> <li>2. Determinan la Probabilidad de falla y las consecuencias;</li> <li>3. Permiten clasificar el Riesgo e identificar peligros específicos que tienen una mayor influencia en el Riesgo;</li> <li>4. Permiten la retroalimentación de datos, y</li> <li>5. Permiten la actualización continua para re-evaluaciones del Riesgo.</li> </ol> <p><b>c)</b> Características de un método efectivo de Análisis de Riesgo:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Atributos. Debe contener una metodología definida y estar estructurado de tal manera que se realice un Análisis del Riesgo objetivo, preciso y completo. Algunos métodos del Riesgo requieren una estructura más rígida (y considerablemente mayor cantidad de datos). Los métodos basados en el conocimiento son menos rigurosos para aplicar y requieren más participación de expertos en la materia;</li> <li>2. Recursos. Debe asignarse personal capacitado y el tiempo necesario para la implementación del método seleccionado, así como para las futuras consideraciones;</li> <li>3. Historia operativa y mantenimiento. Debe considerar la frecuencia y consecuencias de eventos pasados. Preferentemente debe contar y usar estadísticas del propio sistema de Ductos o sistemas similares. Sin embargo, cuando no se tenga suficiente información pueden usarse estadísticas de la industria. Adicionalmente, el método de Análisis de Riesgo debe tomar en cuenta cualquier las actividades de mantenimiento y Mitigación que se haya realizado previamente;</li> <li>4. Capacidad Predictiva. Debe identificar peligros, aun cuando no se hayan considerado previamente y utilizar datos de varias inspecciones para estimar el Riesgo que representan dichos peligros en el futuro;</li> <li>5. Confianza de Resultados. Cualquier dato usado en un proceso de Análisis de Riesgo debe verificarse y evaluar su exactitud. Para datos cuestionables o faltantes, se deben determinar y documentar los valores que se usarán y la razón por la que fueron elegidos;</li> <li>6. Retroalimentación. Una de las características más importantes es la retroalimentación. Los métodos de Análisis de Riesgo no deben considerarse como herramientas estáticas sino como procesos continuos de mejora. La retroalimentación efectiva es un componente esencial del proceso en la validación continua del Riesgo. Adicionalmente, debe ser adaptable y modificable para considerar nuevos peligros.</li> <li>7. Registros. El proceso de Análisis de</li> </ol>					<p>• Corrosión.</p> <p>Podrían omitirse si la persona que realiza el análisis de riesgo no tiene la experiencia para detectar dichos aspectos. Por lo que para desarrollar de forma efectiva un análisis de riesgo se debe realizar por un grupo de expertos y con experiencia en la actividad a analizar.</p>	<p>Evento, o series de eventos, que conduce a la falla y evalúa tanto la Probabilidad de falla como sus consecuencias de falla. Incluye la construcción de árboles de eventos, árboles de decisión y/o árboles de falla, y</p> <p>4. Método probabilístico. Este método es el más complejo y el que requiere de mayor cantidad de datos. Combina matemáticamente las frecuencias de eventos o series de eventos para determinar la frecuencia de un incidente. Los resultados que se obtienen se comparan con las probabilidades del Riesgo aceptables establecidas por los Regulados.</p> <p>b) Los métodos anteriores tienen las siguientes características comunes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Identifican peligros o condiciones que amenacen la integridad del Ducto, Segmento o Sección;</li> <li>2. Determinan la Probabilidad de falla y las consecuencias de falla;</li> <li>3. Permiten clasificar el Riesgo e identificar peligros específicos que tienen una mayor influencia en el Riesgo;</li> <li>4. Permiten la retroalimentación de datos, y</li> <li>5. Permiten la actualización continua para re-evaluaciones del Riesgo.</li> </ol> <p>c) Características de un método efectivo de Análisis de Riesgo:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Atributos. Debe contener una metodología definida y estar estructurado de tal manera que se realice un Análisis del Riesgo objetivo, preciso y completo. Algunos métodos del Riesgo requieren una estructura más rígida (y considerablemente mayor cantidad de datos). Los métodos basados en el conocimiento son menos rigurosos para aplicar y requieren más participación de expertos en la materia;</li> <li>2. Recursos. Debe asignarse personal capacitado y el tiempo necesario para la implementación del método seleccionado, así como para las futuras consideraciones;</li> <li>3. Historia operativa y mantenimiento. Debe considerar la frecuencia y consecuencias de falla de eventos pasados. Preferentemente debe contar y usar estadísticas del propio sistema de Ductos o sistemas similares. Sin embargo, cuando no se tenga suficiente información pueden usarse estadísticas de la industria. Adicionalmente, el método de Análisis de Riesgo debe tomar en cuenta cualquiera de las actividades de mantenimiento y Mitigación que se haya realizado previamente;</li> <li>4. Capacidad Predictiva. Debe identificar peligros, aun cuando no se hayan considerado previamente y utilizar datos de varias inspecciones</li> </ol>		
	<p>CRE-87 Fecha 07-11-2017</p>	<p><b>a)</b> Se podrán utilizar los métodos ¿Qué pasa si?, combinación de Lista de verificación/ ¿Qué pasa si?, Análisis de Modos de Falla y Efectos (siglas en inglés FMEA), Análisis de Peligros y Operabilidad (HAZOP), Análisis de Árbol de Eventos (AAE), Análisis de Árbol de Fallas (AAF) y Análisis de Consecuencias (AC), o cualquier otro que lo iguale o lo mejore:</p>	<p>Se considera relevante mencionar los métodos más usuales en la industria.</p>	<p>PROCEDE</p>	<p>Se aplica el comentario para dar claridad y certidumbre jurídica, se adecua texto de inciso a).</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 50., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>		<p>SE MODIFICA</p>	
	<p>AMGN-46 Fecha 29-12-2017</p>	<p><b>N/A</b></p>	<p>Que formato de resultados de evaluación se espera de cada una de las metodologías. ¿?</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no se presenta ninguna propuesta solo se manifiestan preguntas. El comentario no se sustenta sobre una base técnica y jurídica.</p> <p>En el capítulo 5 se establecen los requisitos para el Análisis de riesgo, Los Regulados podrán utilizar las metodologías descritas o cualquier otra que iguale o mejore la obtención del riesgo.</p> <p>Respecto de la estructura documental y extensión del reporte del Análisis de riesgo dependerá del objetivo y alcance del mismo, y de la selección del método de Análisis de riesgo de cada Regulado.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>		
	<p>AMGN-47 Fecha 29-12-2017</p>	<p><b>c) Características de un método efectivo de Análisis de Riesgo:</b> <b>N/A</b></p>	<p>Algunos de los puntos enlistados hacen que la evaluación subjetiva y relativa no sea un método efectivo para las características solicitadas.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que, no se incluye propuesta, solo manifiestan una aclaración o duda.</p> <p>No se establece con claridad, qué puntos hacen que la evaluación subjetiva y relativa no sean métodos efectivos.</p> <p>Cabe señalar, que tal como</p>			

<p>Riesgo debe documentarse completamente y para tener el respaldo y justificación técnica de los métodos y procedimientos utilizados y su impacto en las decisiones basadas en el Riesgo estimado;</p> <p>8. Análisis "¿Qué pasa si?". Debe permitir el desarrollo de análisis de la estructura "¿Qué pasa si?", la cual permite evaluar los Riesgos por cambios de las actividades de mantenimiento;</p> <p>9. Ponderación de Factores. Todos los peligros y consecuencias considerados en el proceso de Análisis de Riesgo relativo, no deben tener el mismo nivel de influencia en la Estimación del Riesgo tanto de la Probabilidad de falla como de las consecuencias. Estos factores pueden basarse en la experiencia operacional, opiniones de expertos o experiencia de la industria;</p> <p>10. Estructura. Cualquier proceso de Análisis de Riesgo debe tener como mínimo la habilidad de comparar y clasificar los resultados para respaldar el proceso de priorización de los programas de Administración de la integridad. También debe comparar y evaluar diferentes tipos de datos, estableciendo los peligros o factores que influyen en el resultado. El proceso de Análisis de Riesgo debe ser estructurado, documentado y verificable, y</p> <p>11. Segmentación. La longitud de un Segmento de tubería debe definirse tomando en cuenta la ubicación de las trampas de diablos u otras instalaciones superficiales, los atributos del Ducto y el medio ambiente, de tal manera que se faciliten las acciones necesarias en caso de requerirse atención inmediata. La longitud puede variar desde varios metros hasta kilómetros.</p>					se indicó en el punto anterior, la efectividad del análisis de riesgo no depende solo de la metodología seleccionada, sino que debe ser desarrollada por un grupo de expertos en el tema para dar mayor certidumbre a los resultados que se obtengan del análisis de riesgo.	para estimar el Riesgo que representan dichos peligros en el futuro;				
	SEMARNAT-13 Fecha 07-11-2017	<b>II. Contenido del Proyecto de Norma</b> Del contenido de los Apéndices A y B, relativos a los métodos para el análisis de riesgo y a la matriz de riesgo respectivamente, se observa que se hace referencia a las "consecuencias".  Sobre el particular, se estima necesario se precise si con dicho término se hace referencia a las "consecuencias de falla" que se definen en el apartado de <i>Términos y definiciones</i> , o si en su caso, se hace referencia a otro tipo de consecuencias, pues la falta precisión en el uso de dicho término puede generar incertidumbre en los Regulados.		PROCEDE	Se aplica el comentario para dar claridad y certidumbre jurídica.  Se complementa como consecuencia de falla en todos los párrafos correspondientes al Apéndice A (normativo).  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	5. Confianza de Resultados. Cualquier dato usado en un proceso de Análisis de Riesgo debe verificarse y evaluar su exactitud. Para datos cuestionables o faltantes, se deben determinar y documentar los valores que se usarán y la razón por la que fueron elegidos;	6. Retroalimentación. Una de las características más importantes es la retroalimentación. Los métodos de Análisis de Riesgo no deben considerarse como herramientas estáticas sino como procesos continuos de mejora. La retroalimentación efectiva es un componente esencial del proceso en la validación continua del Riesgo. Adicionalmente, debe ser adaptable y modificable para considerar nuevos peligros.	SE MODIFICA		
	PEMEX Exploración y Produccion-21 Fecha 13-12-2017	c) Características de un método efectivo de Análisis de Riesgo:  3. Historia operativa y mantenimiento. Debe considerar la frecuencia y consecuencias de eventos pasados. Preferentemente debe contar y usar estadísticas del propio sistema de Ductos o sistemas similares. Sin embargo, cuando no se tenga suficiente información pueden usarse estadísticas de la industria. Adicionalmente, el método de Análisis de Riesgo debe tomar en cuenta cualquiera de las actividades de mantenimiento y Mitigación que se haya realizado previamente;	Mejorar redacción.	PROCEDE	Se aplica el comentario para mejorar la redacción, se adecua texto de párrafo 3 de inciso c)	7. Registros. El proceso de Análisis de Riesgo debe documentarse completamente y para tener el respaldo y justificación técnica de los métodos y procedimientos utilizados y su impacto en las decisiones basadas en el Riesgo estimado;	8. Análisis "¿Qué pasa si?". Debe permitir el desarrollo de análisis de la estructura "¿Qué pasa si?", la cual permite evaluar los Riesgos por cambios de las actividades de mantenimiento;	9. Ponderación de Factores. Todos los peligros y consecuencias de falla considerados en el proceso de Análisis de Riesgo relativo, no deben tener el mismo nivel de influencia en la Estimación del Riesgo tanto de la Probabilidad de falla como de las consecuencias de falla. Estos factores pueden basarse en la experiencia operacional, opiniones de expertos o experiencia de la industria;	SE MODIFICA	
	SENER-21 Fecha 21-11-2017	<b>APÉNDICE A (Normativo)</b> c) 3  3. Historia operativa y mantenimiento. . . . Adicionalmente, el método de Análisis de Riesgo debe tomar en cuenta <b>cualquiera de las actividades de mantenimiento y</b>	Ajuste de forma.	PROCEDE	Se aplica el comentario para mejorar la redacción, se adecua texto de párrafo 3 de inciso c).  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	8. Análisis de Riesgo relativo, no deben tener el mismo nivel de influencia en la Estimación del Riesgo tanto de la Probabilidad de falla como de las consecuencias de falla. Estos factores pueden basarse en la experiencia operacional, opiniones de expertos o experiencia de la industria;	10. Estructura. Cualquier proceso de Análisis de Riesgo debe tener como mínimo la habilidad de comparar y clasificar los resultados para respaldar el proceso de priorización de los programas de Administración de la integridad. También debe comparar y evaluar diferentes tipos de datos, estableciendo los peligros o factores que influyen en el resultado. El proceso de Análisis de Riesgo debe ser estructurado, documentado y verificable, y	11. Segmentación. La longitud de un Segmento de tubería debe definirse tomando en cuenta la ubicación de las trampas de diablos u otras instalaciones superficiales, los atributos del Ducto y el medio ambiente, de tal manera que se faciliten las acciones necesarias en caso de requerirse atención inmediata. La longitud puede variar desde varios metros hasta kilómetros.	SE MODIFICA	
	PEMEX Exploración y Produccion-20 Fecha 13-12-2017	Ver comentario	a) Se podrán utilizar estos o cualquier otro que lo iguale o lo mejore:  4. Se sugiere cambiar por método probabilístico.	PROCEDE	Se aplica el comentario para dar claridad y certidumbre jurídica, se cambia el término "probabilista" por "probabilístico", en número 4 del inciso a).				SE MODIFICA	
SENER-22	<b>APÉNDICE A</b>	Se sugiere redacción.	NO PROCEDE	Debido a que la propuesta no cambia el contenido del				NO SE MODIFICA		

	Fecha 21-11-2017	(Normativo) c) 6 6. Retroalimentación. ... . <u>En este sentido, la retroalimentación efectiva se entiende como</u> un componente esencial del proceso en la validación continua del Riesgo, <u>por lo que</u> debe ser adaptable y modificable para considerar nuevos peligros, <u>así como eficiente al momento de prevenir o remediar los mismos.</u>			presente Proyecto de Norma.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
<b>APÉNDICE B (Informativo) MATRIZ DE RIESGO.</b>						<b>Apéndice B (Informativo) Matriz de riesgo.</b>	NO SE MODIFICA	
Los criterios de: Probabilidad de falla y consecuencias se muestran en las Tablas B1 y B2, respectivamente. La matriz de Riesgo se define en términos de Probabilidad de falla y consecuencias, incluyendo los tres niveles de Riesgo (alto, medio y bajo), como se muestra en las Tablas B3 y B4.	IACONSMA-13 Fecha 22-12-2017	Debería decir Tabla B1. Criterios para la frecuencia de falla	Dice: Tabla B1. Criterios para la probabilidad de falla Debería decir Tabla B1. Criterios para la frecuencia de falla	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, ya que la tabla B1 está enfocada a obtener una categoría para la probabilidad de falla y la misma sea consistente con la tabla B4.	Los criterios de: Probabilidad de falla y consecuencias de falla se muestran en las Tablas B1 y B2, respectivamente. La matriz de Riesgo se define en términos de Probabilidad de falla y consecuencias de falla, incluyendo los tres niveles de Riesgo (alto, medio y bajo), como se muestra en las Tablas B3 y B4.  Para efectos de lectura de la presente matriz de atención a comentarios y con el propósito de visualizar correctamente las tablas B.1, B.2, B.3 y B.4, es necesario remitirse a los Anexos XV, XVII, XVII y XVIII de figuras y tablas inserto al final del presente documento.	NO SE MODIFICA	
   	AMGN-7 Fecha 29-12-2017	<b>Tabla B2. Criterios para las consecuencias.</b> N/A	La tabla no especifica que categoría de consecuencia se debe seleccionar en un evento para realizar el cálculo de riesgo. Dado que la fórmula de riesgo de la sección 5.4 <b>Evaluación de Riesgo</b> no indica si la consecuencia es una media, promedio, suma ponderada, sumatoria. Lo cual conlleva a una clasificación de riesgo ambigua si se utiliza la <b>Tabla B4. Clasificación de Riesgo</b> del APÉNDICE B.	NO PROCEDE N/A	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, ya que la Agencia no puede determinar la categoría de consecuencia a emplear, ya que esta dependerá de las características del entorno a la instalación, consecuentemente, los Regulados son los únicos que pueden determinar la categoría de consecuencia (personas, medio ambiente, instalaciones -financieras-). Asimismo, como se indicó anteriormente, para emplear la tabla B4. Se deben considerar los valores obtenidos en las tablas B1 y B2.	<b>Prioridad de atención alta:</b> En esta categoría se considera crítico, por lo que se requiere la ejecución de acciones de prevención y/o Mitigación inmediatas.  <b>Prioridad de atención media:</b> En esta categoría se debe considerar el nivel de Riesgo aceptable, siempre y cuando éste cuente con las acciones para la prevención y/o Mitigación.  <b>Prioridad de atención baja:</b> En esta categoría, los Regulados deberán asegurar las acciones de prevención y/o Mitigación de aquellos factores que pueden incrementar el nivel de Riesgo.	NO SE MODIFICA	
<b>Prioridad de atención alta:</b> En esta categoría se considera crítico, por lo que se requiere la ejecución de acciones de prevención y/o Mitigación inmediatas.  <b>Prioridad de atención media:</b> En esta categoría se debe considerar el nivel de Riesgo aceptable, siempre y cuando éste cuente con las acciones para la prevención y/o Mitigación.  <b>Prioridad de atención baja:</b> En esta categoría, los Regulados deberán	AMGN-52 Fecha 29-12-2017	<b>Tabla B2. Criterios para las consecuencias.</b> N/A	Se toma el más alto de los 3 criterios ¿?, no se especifica cual deberá de ser de los 3 criterios.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no se incluye propuesta, solo manifiestan una aclaración o duda.  Los criterios para las consecuencias se deben considerar para cada uno de los factores que pudieran ser afectados, es decir, en caso de que pudieran afectarse a las personas, medio ambiente e instalaciones (financiero), se debe obtener una		NO SE MODIFICA	

asegurar las acciones de prevención y/o Mitigación de aquellos factores que pueden incrementar el nivel de Riesgo.					clasificación de la consecuencia de manera independiente para las personas, otra categoría para medio ambiente y por último para las instalaciones (financiero).		
	AMGN-48 Fecha 29-12-2017	<b>MATRIZ DE RIESGO.</b> <b>N/A</b>	Aun cuando la matriz indique el número de segmentos en peligro alto, no indica donde se encuentran localizados, por lo cual es más recomendable un gráfico de riesgo vs km del activo.  Adicionalmente la matriz no indica la longitud del segmento, por lo cual se pueden tener muchos segmentos pequeños de alto riesgo que representen menos del 20% del Ducto. Y aparentar tener "muchos" segmentos en riesgo alto.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEÁ determinó no procedente el comentario, toda vez que la localización no se establece en la matriz, ya que la misma se debe considerar dentro de la descripción del escenario de riesgo identificado. Dependiendo del tipo de metodología a emplear, los Regulados deben integrar el desarrollo de la misma, dentro de la cual se deben observar los puntos donde se identificaron los peligros en cada segmento.		NO SE MODIFICA
					La identificación de muchos segmentos de alto riesgo implicaría que los Regulados implementen medidas para reducir la probabilidad de ocurrencia o de consecuencia, independientemente de que se pueda considerar que se tengan "muchos" segmentos en riesgo alto; esto es, que el presente Proyecto de Norma tiene como finalidad que los Regulados ejecuten las mejores prácticas nacionales o internacionales para administrar los riesgos que pudiesen identificarse en el Ducto,		
	AMGN-49 Fecha 29-12-2017	..... La matriz de Riesgo se define en términos de Probabilidad de falla y consecuencias, incluyendo los tres niveles de Riesgo (alto, medio y bajo), como..... <b>N/A</b>	Bajo la evaluación relativa y subjetiva, así como cualitativas es complicado estimar la ocurrencia de falla, ya que para obtener un periodo de falla se debe de tener un método cuantitativo.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEÁ determinó no procedente el comentario, toda vez que no se incluye propuesta, solo manifiestan una aclaración o duda.  No es claro y suficiente el comentario.		NO SE MODIFICA
	SEMARNAT-14 Fecha 07-11-017	<b>II. Contenido del Proyecto de Norma</b> Del contenido de los Apéndices A y B, relativos a los métodos para el análisis de riesgo y a la matriz de riesgo respectivamente, se observa que se hace referencia a las "consecuencias".  Sobre el particular, se estima necesario se precise si con dicho término se hace referencia a las "consecuencias de falla" que se definen en el apartado de Términos y definiciones, o si en su caso, se hace referencia a otro tipo de consecuencias, pues la falta de precisión en el uso de dicho término puede generar incertidumbre en los Regulados.		PROCEDE	Se aplica el comentario para dar claridad y certidumbre jurídica.  Se complementa como consecuencia de falla en párrafos, en títulos y texto de Tabla B2 y Tabla B3 de este apéndice B (informativo).  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 50., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		SE MODIFICA

	<p>CRE-88 Fecha 07-11-2017</p>	<p><b>Tabla B4. Clasificación de Riesgo.</b> <b>Prioridad de atención baja:</b> En esta categoría, los operadores del sistema deberán asegurar las acciones de prevención y/o Mitigación de aquellos factores que pueden incrementar el nivel de Riesgo.</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.  El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	
<p><b>APÉNDICE C</b> <b>(Informativo)</b> <b>CLASIFICACIÓN DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO Y MITIGACIÓN.</b></p>						<p><b>Apéndice C</b> <b>(Informativo)</b> <b>Clasificación de actividades de mantenimiento y Mitigación.</b></p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>AMGN-53 Fecha 29-12-2017</p>	<p><b>CLASIFICACIÓN DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO, MITIGACIÓN Y REHABILITACIÓN.</b></p>	<p>Se pueden clasificar como mantenimiento, mitigación y rehabilitación, aun cuando mantenimiento englobe ambas ideas.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no se sustenta sobre una base técnica y jurídica.</p>	<p>Para efectos de lectura de la presente matriz de atención a comentarios y con el propósito de visualizar correctamente la figura C.1, es necesario remitirse al Anexo XIX de figuras y tablas inserto al final del presente documento.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>AMGN-54 Fecha 29-12-2017</p>	<p>2. Instalación inadecuada (selección de ruta, tipo de unión soldada, pandeo local o global, esfuerzo combinado, soldadura, conexiones, <b>interferencia por pesca</b> y sistemas de protección).  <b>N/A</b></p>	<p>Revisar traducción de Pesca.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no cuenta con un aporte técnico, es una duda.  Es correcta la traducción.</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	



	AMGN-57 Fecha 29-12-2017	<b>Construcción/Mitigación/          No Aplica</b>  Cambio de Carrete, reparación del Recubrimiento, colocación de envolventes.	N/A	NO PROCEDE	actividad de mitigación.  Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que no se sustenta sobre una base técnica y jurídica.  El Apéndice C (Informativo) "Clasificación de actividades de mantenimiento y mitigación" establece en la categoría de construcción los peligros asociados como: defectos en soldadura, desalineamiento, doblez por flexión o pandeo, daños en el recubrimiento anticorrosivo, protección catódica y de lastre, daños en recubrimiento mecánico, que el Regulado debe prever en función del nivel de inspección durante esta etapa.  El Cambio de Carrete, reparación del Recubrimiento, y la colocación de envolventes, no se consideran una actividad de mitigación.		NO SE MODIFICA	
	AMGN-58 Fecha 29-12-2017	13. Interferencia por pesca.  <b>N/A</b>	Verificar si no es una mala traducción	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no cuenta con un aporte técnico, es una duda.  Es correcta la traducción.		NO SE MODIFICA	
	AMGN-60 Fecha 29-12-2017	20. Otros impactos mecánicos. • Procedimientos de operación y mantenimiento.  <b>N/A</b>	Verificar si la categoría es Daños por Terceros  Y procedimientos de Operación y Mantenimiento va en la columna de mantenimiento.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no se sustenta sobre una base técnica y jurídica.  El Apéndice C (Informativo) "Clasificación de actividades de mantenimiento y mitigación" si establece en la categoría de daños por terceros entre otros el peligro asociado "Otros impactos mecánicos", donde se indica entre las medidas de mitigación los Procedimientos de operación y mantenimiento indispensables en las actividades de mantenimiento requeridas.		NO SE MODIFICA	

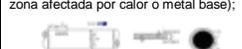
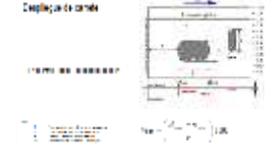
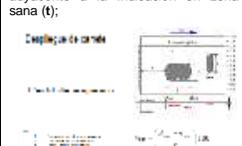
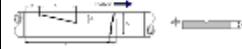
	<p>AMGN-61 Fecha 29-12-2017</p>	<p>28. Sismos. <b>N/A</b></p>	<p>Para mitigar sismos no hay mecanismos de mitigación, más que aumentar espesor de pared, y que sea un Ducto más dúctil.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido a que el comentario no se sustenta sobre una base técnica y jurídica.</p> <p>El Apéndice C (Informativo) "Clasificación de actividades de mantenimiento y mitigación" establece en la categoría de peligros naturales entre otros el peligro asociado de "sismos", donde se indica entre las medidas de mitigación Aumentar profundidad del Ducto, Monitoreo y control de parámetros de operación anormales, Comunicación con las autoridades federales, estatales y municipales, de la ubicación de las franjas de seguridad, Monitoreo y control de movimientos de tierra.</p> <p>Del comentario; Para mitigar sismos no hay mecanismos de mitigación, más que aumentar espesor de pared, y que sea un Ducto más dúctil.</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	
					<p>Al respecto, el Regulado debe considerar contar con esta información o peligro sobre "sismos" durante la etapa de diseño, que servirá para el desarrollo del proyecto siendo en esta etapa donde deben quedar establecidas las características técnicas que el Ducto y componentes deben cumplir, como espesor y especificación entre otros.</p>			
	<p>AMGN-62 Fecha 29-12-2017</p>	<p>32. Descarga eléctrica atmosférica. <b>En Sistemas de mitigación:</b> Instalación de spark arrestors/Desacopladores y sistemas de tierra.</p>	<p><b>N/A</b></p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que el comentario no se sustenta sobre una base técnica y jurídica.</p> <p>El Apéndice C (Informativo) "Clasificación de actividades de mantenimiento y mitigación" establece en la categoría de peligros naturales entre otros el peligro asociado de "descarga eléctrica atmosférica", donde se indica entre las actividades de mitigación, como aumentar la profundidad del Ducto, sin embargo en la categoría de diseño se establecen peligros que se deben considerar, como</p>		<p>NO SE MODIFICA</p>	

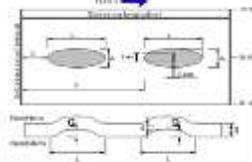
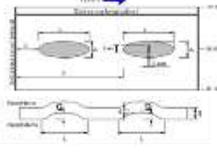
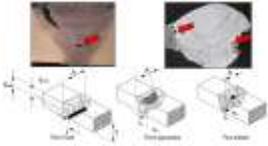
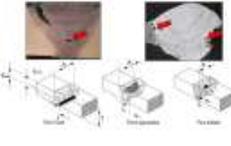
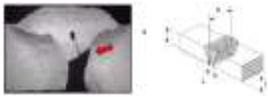
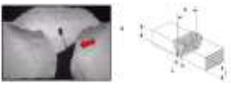
					"Instalación inadecuada" (selección de ruta), donde se deben analizar los sistemas de protección o medidas de mitigación aplicables, más aún cuando coincidan en su trazo instalaciones como líneas de transmisión y/o distribución eléctrica, entre otras.		
	AMGN-63 Fecha 29-12-2017	<b>Corrosión / Erosión / Agrietamiento</b> • Estructuras de protección e intervención (defensas, soportes, colchacretos, bolsacretos, enrocados, lastres, entre otros) • Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección, por condiciones del terreno o por impacto a la población. <b>N/A</b>	Las estructuras de protección e intervención no ayudan a mitigar la corrosión ni el agrietamiento, la erosión depende del mecanismo de erosión interna o externa. El cambio de trazo del Ducto, no mitiga la corrosión/erosión/Agrietamiento.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario debido a que el comentario no se sustenta sobre una base técnica y jurídica. El Apéndice C (Informativo) "Clasificación de actividades de mantenimiento y mitigación" establece en la categoría de Corrosión/Erosión/ Agrietamiento entre otros los peligros asociados de Corrosión externa y erosión,		NO SE MODIFICA
					donde se indica actividades de mantenimiento como las "Estructuras de protección e intervención (defensas, soportes, colchacretos, bolsacretos, enrocados, lastres, entre otros)" y como medida de mitigación el cambio de trazo del Ducto. Al respecto una de las aplicaciones de una estructura de protección por ejemplo los colchacretos, es el control de erosión y protección contra la socavación en riberas de ríos, lagunas, embalses, y protección de taludes susceptibles de erosión en las locaciones o cruces de tuberías. El cambio de trazo de un Ducto se da detallando cambios más significativos del terreno.		
	AMGN-73 Fecha 29-12-2017	<b>APÉNDICE C</b> (Informativo) <b>CLASIFICACIÓN DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO Y MITIGACIÓN</b>	Implementación de tecnología de fibra óptica, para detección de fugas y detección de vibración sobre el derecho de vía.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, toda vez que no aplica, ya que el presente Proyecto Norma establece requerimientos mínimos y no se puede direccionar el uso o aplicación de una tecnología específica.		NO SE MODIFICA
<b>APÉNDICE D</b> (Normativo) <b>COMPETENCIA DEL PERSONAL.</b>						<b>Apéndice D</b> (Normativo) <b>Competencia del personal.</b>	NO SE MODIFICA

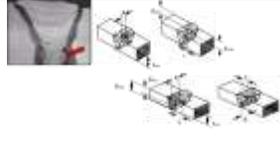
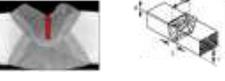
<p>La ejecución e implementación de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana debe estar a cargo de personal especialista en Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento, proceso de Administración de la integridad de sistemas de Ductos de recolección, Transporte y Distribución.</p> <p>El personal por parte de los Regulados, responsable de ejecutar las actividades de inspección de integridad y verificación de indicaciones debe estar certificado como Nivel II en el método, técnica y sector según corresponda, de acuerdo con la NMX-B-482-CANACERO-2016 Industria Siderúrgica-Capacitación, calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos o cualquier otra que sea aplicable cuando la iguale o la mejore.</p> <p>En el caso del personal que realice las actividades de Análisis de Riesgo e integridad, debe tener un perfil académico en Ingeniería (cédula profesional) y capacitación (diplomas o constancias) acorde con las actividades de análisis que va a realizar. También debe comprobar una experiencia (participación en actividades relacionadas) de al menos dos años.</p> <p>Por otra parte, el personal que realice la aplicación de soldaduras y la operación de máquinas de soldar debe estar calificado por los Regulados, con base en un Procedimiento de soldadura calificado, de acuerdo con los estándares internacionales aplicables vigentes.</p>	<p>AMGN-74 Fecha 29-12-2017</p>	<p>- El personal que realice actividades en cualquier etapa de la vida útil de un activo (diseño, construcción, operación y mantenimiento, decomisionamiento debe demostrar su capacidad, calificación y certificación en la actividad a realizar.</p> <p>Cada actividad (soldadura, pruebas destructivas y no destructivas, pintura, etcétera) debe realizarse con base en un procedimiento calificado y aprobado, de acuerdo con los estándares internacionales aplicables vigentes.</p> <p>En el caso del personal que realice las actividades de Análisis de Riesgo e integridad, debe tener un perfil académico y/o capacitación (diplomas o constancias) acorde con las actividades de análisis que va a realizar. También debe comprobar una experiencia (participación en actividades relacionadas) de al menos dos años.</p>	<p>Con la descripción actual del Apéndice D, se limita el perfil multidisciplinario en actividades referentes a Integridad; sin tener en cuenta que parte de las actividades de mantenimiento, operación y construcción son realizadas por personal capacitado y con habilidades específicas p.e. procesistas, diseñadores, operadores, pintores, etc., y no necesariamente poseen una certificación en pruebas no destructivas de acuerdo a la NMX-B-482-CANACERO-2016.</p> <p>Además, el analista de riesgo puede poseer un perfil diferente al de Ingeniería, por ejemplo: geólogos, microbiólogos, especialistas metalúrgicos, que también lideran un proceso de análisis de riesgo con excelentes resultados analizando información que éste mismo Proyecto de Norma también contempla.</p> <p>Coincidimos que debe demostrarse su capacidad, sin que sea limitativo su perfil académico.</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no proceder el comentario, toda vez que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.</p> <p>El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsable del Regulado.</p> <p>A diferencia de la Pruebas no destructivas y la soldadura, para estas actividades no hay esquemas formales de calificación o certificación, por tal razón se proponen requisitos de formación, capacitación y experiencia que determinen la competencia del personal que realice estas actividades.</p> <p>De la revisión del texto del presente numeral a que obligó el análisis del comentario, la ASEA determinó modificar el segundo párrafo y agregar el término "vigente" para dar certeza jurídica respecto de la normatividad aplicable.</p>	<p>La ejecución e implementación de esta Norma Oficial Mexicana debe estar a cargo de personal especialista en Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento, proceso de Administración de la integridad de sistemas de Ductos de recolección, Transporte y Distribución.</p> <p>El personal por parte de los Regulados, responsable de ejecutar las actividades de inspección de integridad y verificación de indicaciones debe estar certificado como Nivel II en el método, técnica y sector según corresponda, de acuerdo con la NMX-B-482-CANACERO-2016 Industria Siderúrgica-Capacitación, calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos; vigente, o la que la sustituya o cualquier otra que sea aplicable cuando la iguale o la mejore.</p> <p>En el caso del personal que realice las actividades de Análisis de Riesgo e integridad, debe tener un perfil académico en ingeniería (cédula profesional) y capacitación (diplomas o constancias) acorde con las actividades de análisis que va a realizar. También debe comprobar una experiencia (participación en actividades relacionadas) de al menos dos años.</p> <p>Por otra parte, el personal que realice la aplicación de soldaduras y la operación de máquinas de soldar debe estar calificado por los Regulados, con base en un Procedimiento de soldadura calificado, de acuerdo con los estándares internacionales aplicables vigentes.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
	<p>CRE-89 Fecha 07-11-2017</p>	<p>El personal por parte de los operadores del sistema, responsable de ejecutar las actividades de inspección de integridad y verificación de indicaciones debe estar certificado como Nivel II en el método,</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.</p> <p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de</p>	<p>SE MODIFICA</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	

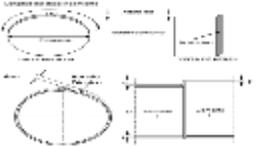
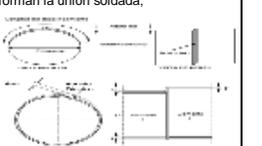
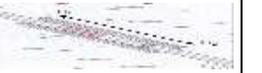
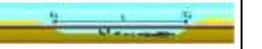
		técnica y sector según corresponda, de acuerdo con la NMX-B-482-CANACERO-2016 Industria Siderúrgica-Capacitación, calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos o cualquier otra que sea aplicable cuando la iguale o la mejore.	Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.		Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.  El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
	PEMEX Exploración y Producción-23 Fecha 13-12-2017	El personal que realice las actividades de inspección de integridad y verificación de indicaciones debe estar certificado como Nivel II en el método, técnica y sector según corresponda...	Que se tenga la opción de los operadores puedan realizar esta actividad con personal propio o por un tercero (contratar el servicio)	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario, debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.  El personal propio o por un tercero es responsabilidad del Regulado, no se limita la participación de personal por un tercero.		NO SE MODIFICA	
	CRE-90 Fecha 07-11-2017	En el caso del personal que realice las actividades de Análisis de Riesgo e integridad, debe contar con alguna certificación en materia de seguridad que involucre el análisis de riesgo, como los profesionales e ingenieros, así como los expertos certificados en áreas relacionadas al análisis de riesgo como la seguridad funcional. El líder del análisis de riesgo debe comprobar mínimo 5 años de experiencia en la industria del petróleo o procesos químicos.	Dada la importancia de la actividad, actualmente hay certificaciones en materia de seguridad, por lo que se sugiere que el personal sea especialista en la materia	NO PROCEDE	A diferencia de la Pruebas no destructivas y la soldadura, para estas actividades no hay esquemas formales de calificación o certificación, por tal razón se proponen requisitos de formación, capacitación y experiencia que determinen la competencia del personal que realice estas actividades.  Debido a que las calificaciones y certificaciones indicadas no comprenden el conocimiento y aplicación de las metodologías de análisis de integridad		NO SE MODIFICA	

					<p>mecánica. Además, que los análisis de riesgo de seguridad funcional son enfocados al análisis de riesgo de procesos y no al análisis de riesgo específico requerido para Ductos.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>			
<p><b>APÉNDICE E (Normativo)</b> <b>DIMENSIONES DE INDICACIONES DETECTADAS POR PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS (PND)</b></p>	<p>PEMEX Exploración y Producción-22 Fecha 13-12-2017</p>	<p>Ver comentario Revisar la norma sobre los siguientes puntos: Fórmula matemática. Figuras y fotografías. Diagramas</p>	<p><b>NMX-Z-013-SCFI-2015</b> <b>Punto 6.6.10.1.1</b> <b>NMX-Z-013-SCFI-2015</b> <b>Punto 6.6.5</b> <b>NMX-Z-013-SCFI-2015</b> <b>Punto 6.6.5.7</b></p>	<p>PROCEDE</p>	<p>Se aplica el comentario a todo el documento para dar claridad y certidumbre jurídica.</p> <p>Se revisa el Proyecto de Norma sobre los siguientes puntos: Fórmula matemática. Figuras y Diagramas</p>	<p><b>APLICA A TODO EL DOCUMENTO</b></p>	<p>SE MODIFICA</p>	
<p>El Análisis de integridad se realiza con base en las dimensiones de las indicaciones detectadas por Pruebas no destructivas, que son necesarias para determinar su nivel de severidad. A continuación, se listan las indicaciones más comunes en Ductos y se describe estas dimensiones.</p> <p>El Reporte de inspección de integridad y verificación de indicaciones, realizado por los Regulados, debe contener estos datos, con la tolerancia especificada para el método y técnica de inspección no destructiva aplicada en su detección.</p>	<p>CRE-91 Fecha 07-11-2017</p>	<p>El Reporte de inspección de integridad y verificación de indicaciones, realizado por los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia, debe contener estos datos, con la tolerancia especificada para el método y técnica de inspección no destructiva aplicada en su detección.</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia</p>	<p>NO PROCEDE</p>	<p>Debido que la Regulación como lo indica el Artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.</p> <p>El personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores es responsabilidad del Regulado.</p> <p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>	<p><b>Apéndice E (Normativo)</b> <b>Dimensiones de indicaciones detectadas por pruebas no destructivas (pnd).</b></p> <p>El Análisis de integridad se realiza con base en las dimensiones de las indicaciones detectadas por Pruebas no destructivas, que son necesarias para determinar su nivel de severidad. A continuación, se listan las indicaciones más comunes en Ductos y se describe estas dimensiones.</p> <p>El Reporte de inspección de integridad y verificación de indicaciones, realizado por los Regulados, debe contener estos datos, con la tolerancia especificada para el método y técnica de inspección no destructiva aplicada en su detección.</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	
<p><b>NOMENCLATURA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE INDICACIONES:</b> D Profundidad máxima. A Longitud circunferencial (ancho). L Longitud máxima en la dirección axial (longitudinal). T Espesor mínimo adyacente a la indicación en zona sana. SC Soldadura circunferencial. X Distancia a la soldadura circunferencial.</p>						<p><b>NOMENCLATURA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE INDICACIONES:</b> D Profundidad máxima. A Longitud circunferencial (ancho). L Longitud máxima en la dirección axial (longitudinal). T Espesor mínimo adyacente a la indicación en zona sana. SC Soldadura circunferencial. X Distancia a la soldadura circunferencial.</p>		
<p><b>a) Reducción generalizada de espesor:</b> Espesor remanente mínimo de pared, en la dirección perpendicular a la superficie (d);</p>						<p><b>a) Reducción generalizada de espesor:</b> Espesor remanente mínimo de pared, en la dirección perpendicular a la superficie (d);</p>	<p>NO SE MODIFICA</p>	

<p><b>b) Reducción localizada de espesor;</b></p> 						<p><b>b) Reducción localizada de espesor;</b></p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>c) Ampolla:</b> Profundidad en el espesor (t'), magnitud de elevación de ampolla (a) y reportar la existencia de agrietamiento secundario;</p> 						<p><b>c) Ampolla:</b> Profundidad en el espesor (t'), magnitud de elevación de ampolla (a) y reportar la existencia de agrietamiento secundario;</p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>d) Daño caliente;</b></p> 						<p><b>d) Daño caliente;</b></p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>e) Grieta Longitudinal o circunferencial:</b> Longitud axial (2c) y profundidad máxima en la dirección radial (a). Se debe reportar la ubicación de la grieta (en soldadura, zona afectada por calor o metal base);</p> 						<p><b>e) Grieta Longitudinal o circunferencial:</b> Longitud axial (2c) y profundidad máxima en la dirección radial (a). Se debe reportar la ubicación de la grieta (en soldadura, zona afectada por calor o metal base);</p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>f) Zona esmerilada;</b></p> 						<p><b>f) Zona esmerilada;</b></p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>g) Delaminación:</b> Por ciento de escalonamiento en caso de existir (%e), profundidad mínima en el espesor medido desde la pared externa en caso de escalonamiento (dmin), profundidad máxima en el espesor medido desde la pared externa en caso de escalonamiento (dmax) y el espesor mínimo adyacente a la Indicación en zona sana (t);</p> 						<p><b>g) Delaminación:</b> Por ciento de escalonamiento en caso de existir (%e), profundidad mínima en el espesor medido desde la pared externa en caso de escalonamiento (dmin), profundidad máxima en el espesor medido desde la pared externa en caso de escalonamiento (dmax) y el espesor mínimo adyacente a la Indicación en zona sana (t);</p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>h) Tallones, rayones y muescas sin abolladura;</b></p> 						<p><b>h) Tallones, rayones y muescas sin abolladura;</b></p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>i) Abolladura en metal base.</b> En caso de existir entalla: longitud axial (Laxial), longitud circunferencial (Lcirc) y profundidad (d) de la entalla;</p>						<p><b>i) Abolladura en metal base.</b> En caso de existir entalla, longitud axial (Laxial), longitud circunferencial (Lcirc) y profundidad (d) de la entalla;</p>	NO SE MODIFICA	

								
<p>j) <b>Indicaciones en soldadura.</b> En adición a las dimensiones, se debe reportar la ubicación de las indicaciones con relación a la pared externa o interna, horario técnico y al metal depositado o línea de fusión;</p>						<p>j) <b>Indicaciones en soldadura.</b> En adición a las dimensiones, se debe reportar la ubicación de las indicaciones con relación a la pared externa o interna, horario técnico y al metal depositado o línea de fusión;</p>	NO SE MODIFICA	
<p><b>Poros Túnel, Poros Agrupados y Poros aislados.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad mínima (d<sub>min</sub>) y máxima (d<sub>máx</sub>) del Defecto.</p> 						<p><b>Poros Túnel, Poros Agrupados y Poros aislados.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad mínima (d<sub>min</sub>) y máxima (d<sub>máx</sub>) del Defecto.</p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>Falta de Penetración.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad máxima (d).</p> 						<p><b>Falta de Penetración.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad máxima (d).</p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>Falta de Fusión.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad mínima (d<sub>min</sub>) y máxima (d<sub>máx</sub>).</p> 						<p><b>Falta de Fusión.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad mínima (d<sub>min</sub>) y máxima (d<sub>máx</sub>).</p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>Inclusiones de Escoria, Líneas de Escoria, Dobles Líneas de Escoria, Inclusiones No Metálicas.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad mínima (d<sub>min</sub>) y máxima (d<sub>máx</sub>).</p>						<p><b>Inclusiones de Escoria, Líneas de Escoria, Dobles Líneas de Escoria, Inclusiones No Metálicas.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad mínima (d<sub>min</sub>) y máxima (d<sub>máx</sub>).</p>	NO SE MODIFICA	

								
<b>Concavidad en la Raíz.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente a la zona sana (t), profundidad máxima (d). 						<b>Concavidad en la Raíz.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente a la zona sana (t), profundidad máxima (d). 	NO SE MODIFICA	
<b>Socavado.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente a la zona sana (t) y profundidad máxima (d). 						<b>Socavado.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente a la zona sana (t) y profundidad máxima (d). 	NO SE MODIFICA	
<b>Penetración Excesiva.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t) y profundidad máxima (d). 						<b>Penetración Excesiva.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t) y profundidad máxima (d). 	NO SE MODIFICA	
<b>Corona Baja.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t) y profundidad máxima (d). 						<b>Corona Baja.</b> Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t) y profundidad máxima (d). 	NO SE MODIFICA	
<b>k) Desalineamientos en uniones soldadas.</b> Altura del desalineamiento (d) a cada hora técnica y en la máxima detectada, así como, los espesores y ancho de las soldaduras medidos a cada hora técnica de ambos elementos que forman la unión soldada;						<b>k) Desalineamientos en uniones soldadas.</b> Altura del desalineamiento (d) a cada hora técnica y en la máxima detectada, así como, los espesores y ancho de las soldaduras medidos a cada hora técnica de ambos elementos que forman la unión soldada;	NO SE MODIFICA	

								
<p><b>l) Ovalamiento en unión soldada.</b> Profundidad del ovalamiento (d) a cada hora técnica y el máximo detectado (d máx), así como los espesores medidos a cada hora técnica de ambos elementos que forman la unión soldada;</p> 						<p><b>l) Ovalamiento en unión soldada.</b> Profundidad del ovalamiento (d) a cada hora técnica y el máximo detectado (d máx), así como los espesores medidos a cada hora técnica de ambos elementos que forman la unión soldada;</p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>m) Desprendimiento de concreto.</b> Cadenamiento © y horario técnico (hr), longitud axial (La), ancho circunferencial (Lc);</p> 						<p><b>m) Desprendimiento de concreto.</b> Cadenamiento (C) y horario técnico (hr), longitud axial (La), ancho circunferencial (Lc);</p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>n) Azolvamiento en curva de expansión.</b> Cadenamiento inicial (C1) y cadenamamiento final (C2);</p> 						<p><b>n) Azolvamiento en curva de expansión.</b> Cadenamiento inicial (C1) y cadenamamiento final (C2);</p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>o) Socavación.</b> Cadenamiento inicial (C1), cadenamamiento final (C2) y altura máxima (h0), y</p> 						<p><b>o) Socavación.</b> Cadenamiento inicial (C1), cadenamamiento final (C2) y altura máxima (h0), y</p> 	NO SE MODIFICA	
<p><b>p) Escombros.</b> Cadenamiento © y descripción.</p> 						<p><b>p) Escombros.</b> Cadenamiento (C) y descripción.</p> 	NO SE MODIFICA	
12. Bibliografía.						12. Bibliografía.		
NO EXISTE					Derivado del comentario recibido por CRE-7 en consulta pública se incluye este documento normativo.	• Norma Oficial Mexicana NOM-028-STPS-2012, Sistema para la administración del trabajo-Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas	SE MODIFICA	

						peligrosas.		
• NMX-B-482-CANACERO-2016.- Industria Siderúrgica-Capacitación, calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos.						• NMX-B-482-CANACERO-2016.- <i>Industria Siderúrgica-Capacitación, calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos.</i>	NO SE MODIFICA	
• NMX-Z-12-2-1987. - Muestreo para la inspección por atributos–parte 2: métodos de muestreo, tablas y gráficas.						• NMX-Z-12-2-1987.- <i>Muestreo para la inspección por atributos–parte 2: métodos de muestreo, tablas y gráficas.</i>	NO SE MODIFICA	
<b>NO EXISTE</b>					Derivado del comentario recibido por PEMEX Logística y PEMEX Exploración y producción-11 en consulta pública se incluye este documento normativo.	• DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican.	SE MODIFICA	
<b>NO EXISTE</b>					Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, derivado del comentario recibido por PEMEX Logística y PEMEX Exploración y producción-11 en consulta pública se reubica este documento normativo, del capítulo 2. "Referencias normativas".	• ISO 2859-1:1999 Sampling procedures for inspection by attributes — Part 1: Sampling schemes indexed by acceptance quality limit (AQL) for lot-by-lot inspection.	SE MODIFICA	
• API RP-1160 2013. - Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines Second Edition 2013.						• API RP 1160-2013.- <i>Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines Second Edition 2013.</i>	NO SE MODIFICA	
• API-RP-1110 2013. - Recommended Practice for the Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids or Carbon Dioxide.						• API RP 1110-2013.- <i>Recommended Practice for the Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids or Carbon Dioxide.</i>	NO SE MODIFICA	
• API 1163 2013. - In-Line Inspection Systems Qualification Second Edition 2013.						• API 1163-2013.- <i>In-Line Inspection Systems Qualification Second Edition 2013.</i>	NO SE MODIFICA	
• API 1173 2016. - Pipeline safety management systems. (Sistemas de gestión de la seguridad de los Ductos).						• API 1173-2016.- <i>Pipeline safety management systems. (Sistemas de gestión de la seguridad de los Ductos).</i>	NO SE MODIFICA	
• ASME B31.8S 2016. - Managing System Integrity of Gas Pipelines Supplement to ASME B11.8S.						• ASME B 31.8S-2016.- <i>Managing System Integrity of Gas Pipelines Supplement to ASME B11.8S.</i>	NO SE MODIFICA	
• DNV-RP-F116 2015.- Integrity management of submarine pipeline systems.						• DNV-RP-F116:2015.- <i>Integrity management of submarine pipeline systems.</i>	NO SE MODIFICA	
• DOT 49 CFR Parte 186 a 199 revisión octubre 2016 - Transportation of Natural and other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards. Subpart O-Gas Transmission Pipeline Integrity Management.						• DOT 49 CFR Parte 186 a 199 revisión octubre 2016.- <i>Transportation of Natural and other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards. Subpart O-Gas Transmission Pipeline Integrity Management.</i>	NO SE MODIFICA	
• NACE SP0206-2016. - Internal Corrosion						• NACE SP0206-2016.- <i>Internal</i>	NO SE MODIFICA	

Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA).						Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA).		
• NACE SP0208-2008. - Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines.						• NACE SP0208-2008.- Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines.	NO SE MODIFICA	
• NACE SP0110-2010. - Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines.						• NACE SP0110-2010.- Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines.	NO SE MODIFICA	
• NACE SP0502-2010. - Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology.						• NACE SP0502-2010.- Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology.	NO SE MODIFICA	
• NACE SP0102-2010. - In-Line Inspection of Pipelines.						• NACE SP0102-2010.- In-Line Inspection of Pipelines.	NO SE MODIFICA	
• NACE SP0204-2015.-Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology.						• NACE SP0204-2015.- Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology.	NO SE MODIFICA	
<b>TRANSITORIOS</b>						<b>TRANSITORIOS</b>		
<b>PRIMERO.</b> - El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-ASEA-2017, Administración de la integridad de Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, entrará en vigor a los 180 días naturales siguientes de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.						Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo 3o., Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.	SE MODIFICA	
<b>SEGUNDO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, se cancela y sustituye la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 07 de abril de 2010.						Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.	SE MODIFICA	
<b>TERCERO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma, los Regulados que se encuentren en operación, deben cumplir con lo establecido en los capítulos 4. "Recopilación, revisión,	CRE-92 Fecha 07-11-2017	<b>TERCERO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma, los operadores del sistema que se encuentren en operación, deben cumplir con lo establecido en los capítulos 4.	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de	NO PROCEDE	Debido que la regulación como lo indica el artículo 3o fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de	<b>TERCERO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, los Regulados que se encuentren en operación, deben cumplir con lo establecido en los	NO SE MODIFICA	

integración y análisis de la información y datos del Ducto, Segmento o sección terrestres y marinos" y 8. "Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad."		"Recopilación, revisión, integración y análisis de la información y datos del Ducto, Segmento o sección terrestres y marinos" y 8. "Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad."	Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.		Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	capítulos 4. "Recopilación, revisión, integración y análisis de la información y datos del Ducto, Segmento o sección terrestres y marinos" y 8. "Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad".		
	CRE-97 Fecha 07-11-2017	<b>TERCERO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor de la presente Norma, los Regulados que se encuentren en operación con antelación al inicio de vigencia de la misma, deben cumplir con lo establecido en los capítulos 4. "Recopilación, revisión, integración y análisis de la información y datos del Ducto, Segmento o sección terrestres y marinos" y 8. "Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad."	Se sugiere eliminar de toda la redacción de la NOM-009 la palabra <b>proyecto</b> y en este Tercero Transitorio precisar lo siguiente:  <b>con antelación al inicio de vigencia de la misma,</b>	PROCEDE	Procede para dar mayor certidumbre jurídica lo anterior con fundamento en el artículo 47 fracción IV de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y artículo 33 tercer párrafo del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Se elimina la palabra Proyecto y el prefijo PROY en todas las referencias al anteproyecto durante el presente instrumento para quedar como Norma Oficial Mexicana.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-76 Fecha 20-12-2017	<b>REVISAR Y RECONSIDERAR SU MODIFICACIÓN, PARA QUE LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD SE REALICE UNA VEZ QUE SE HAYA COMPLETADO EL CICLO DE ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD</b>	Para que se pueda llevarse a cabo una revisión del procedimiento para la evaluación de la conformidad, se debe tomar en cuenta lo siguiente:  • En el caso de Petróleos Mexicanos, se tiene un universo de Ductos a verificar, para el cual no se cuenta con el recurso humano y financiero necesario para dar la atención a las unidades de verificación a partir de la entrada en vigor de la NOM.  • Los ciclos de verificación por etapas presentan traslapes	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario en virtud de que los plazos establecidos en la presente norma ayudan en la implementación y cumplimiento, basta decir que la Norma NOM-027-SESH-2010, que se encuentra vigente, entró en vigor a los 60 días naturales de su publicación en DOF sin necesidad de hacer tiempos diferenciados.  En consecuencia, es incluso beneficiosa la redacción propuesta porque se incrementa el plazo para el cumplimiento.		NO SE MODIFICA	
			innecesarios, por lo que no se asegura el cumplimiento del objetivo relacionado con mantener la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y la Protección al Medio Ambiente, toda vez que la eficacia del proceso de administración de la integridad se puede verificar		Adicional, es de su conocimiento que los transitorios de referencia fueron acordados y aprobados por el grupo de trabajo, del cual fue miembro activo PEMEX,			

			una vez que se completa su ciclo y se refleje en la siguiente evaluación de riesgo. • Por el universo de Ductos a evaluar (aproximadamente 2,000), se requiere que la verificación de la conformidad se realice bajo un esquema muestral.					
						Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.	SE MODIFICA	
<b>CUARTO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma, los Regulados que se encuentren en operación, contarán con los siguientes plazos para dar cumplimiento al capítulo 6. "Inspección y Análisis de integridad", en función de los siguientes niveles: <b>a)</b> Ductos con prioridad de atención alta, máximo 3 años; <b>b)</b> Ductos con prioridad de atención media, máximo 5 años; <b>c)</b> Ductos con prioridad de atención baja, máximo 10 años, y <b>d)</b> El plazo para la atención de los Defectos determinados en el numeral 6.3 "Análisis de integridad", debe de apegarse a lo indicado en el capítulo 7 "Actividades de mantenimiento y Mitigación".	CRE-93 Fecha 07-11-2017	<b>CUARTO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma, los operadores del sistema que se encuentren en operación, contarán con los siguientes plazos para dar cumplimiento al capítulo 6. "Inspección y Análisis de integridad", en función de los siguientes niveles:	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petroíferos y Petroquímicos.	NO PROCEDE	Debido que la regulación como lo indica el artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	<b>CUARTO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, los Regulados que se encuentren en operación, contarán con los siguientes plazos para dar cumplimiento al capítulo 6. "Inspección y Análisis de integridad", en función de los siguientes niveles: <b>a)</b> Ductos con prioridad de atención alta, máximo 3 años; <b>b)</b> Ductos con prioridad de atención media, máximo 5 años; <b>c)</b> Ductos con prioridad de atención baja, máximo 10 años, y <b>d)</b> El plazo para la atención de los Defectos determinados en el numeral 6.3 "Análisis de integridad", debe de apegarse a lo indicado en el capítulo 7. "Actividades de mantenimiento y Mitigación".	NO SE MODIFICA	
	CRE-98 Fecha 07-11-2017	<b>TRANSITORIO CUARTO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor de la presente Norma, los Regulados que se encuentren en operación <b>con antelación al inicio de vigencia de la misma</b> , contarán con los siguientes plazos para dar cumplimiento a los <b>capítulos 6 y 10.</b> "Inspección y Análisis de integridad", en función de los siguientes niveles:	Se sugiere eliminar de toda la redacción de la NOM-009 la palabra proyecto y en este Tercero Transitorio precisar lo siguiente: <b>con antelación al inicio de vigencia de la misma,</b> <b>¿No les aplica el capítulo 10, no deben también cumplir con el PEC que les corresponda?</b>	PROCEDE PARCIALMENTE	Procede para dar mayor certidumbre jurídica lo anterior con fundamento en la Ley Federal Sobre Metrología. Finalmente, con relación al capítulo 10, no procede el comentario, toda vez que el PEC, resulta obligatorio para todos los Regulados. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		SE MODIFICA	
	Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-77 Fecha 20-12-2017	<b>REVISAR Y RECONSIDERAR SU MODIFICACIÓN, PARA QUE LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD SE REALICE UNA VEZ QUE SE HAYA COMPLETADO EL CICLO DE ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD.</b>	Para que se pueda llevarse a cabo una revisión del procedimiento para la evaluación de la conformidad, se debe tomar en cuenta lo siguiente: • En el caso de Petróleos Mexicanos, se tiene un universo de Ductos a verificar, para el cual no se cuenta con el recurso humano y financiero	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no proceder el comentario en virtud de que los plazos establecidos en la presente norma ayudan en la implementación y cumplimiento, basta decir que la Norma NOM-027-SESH-2010, que se		NO SE MODIFICA	

			<p>necesario para dar la atención a las unidades de verificación a partir de la entrada en vigor de la NOM.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Los ciclos de verificación por etapas presentan traslapes innecesarios, por lo que no se asegura el cumplimiento del objetivo relacionado con mantener la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y la Protección al Medio Ambiente, toda vez que la eficacia del proceso de administración de la integridad se puede verificar una vez que se completa su ciclo y se refleja en la siguiente evaluación de riesgo.</li> <li>Por el universo de Ductos a evaluar (aproximadamente 2,000), se requiere que la verificación de la conformidad se realice bajo un esquema muestral.</li> </ul>		<p>encuentra vigente, entró en vigor a los 60 días naturales de su publicación en DOF sin necesidad de hacer tiempos diferenciados.</p> <p>En consecuencia, es incluso beneficiosa la redacción propuesta porque se incrementa el plazo para el cumplimiento.</p> <p>Adicional, es de su conocimiento que los transitorios de referencia fueron acordados y aprobados por el grupo de trabajo, del cual fue miembro activo PEMEX,</p>			
					<p>Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.</p>	SE MODIFICA		
<p><b>QUINTO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma, los Regulados que cuenten con un Análisis de Riesgo actualizado, que cumpla con lo previsto en el numeral 5.4, "Evaluación de Riesgo" párrafo séptimo, serán reconocidos por la Agencia.</p>	<p>CRE-94 Fecha 07-11-2017</p>	<p><b>QUINTO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma, los operadores del sistema que cuenten con un Análisis de Riesgo actualizado, que cumpla con lo previsto en el numeral 5.4, "Evaluación de Riesgo" párrafo séptimo, serán reconocidos por la Agencia.</p>	<p>Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.</p>	NO PROCEDE	<p>Debido que la regulación como lo indica el artículo 3o fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.</p>	<p><b>QUINTO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, los Regulados que cuenten con un Análisis de Riesgo actualizado, que cumpla con lo previsto en el numeral 5.4, "Evaluación de Riesgo" párrafo séptimo, serán reconocidos por la Agencia.</p>	NO SE MODIFICA	
					<p>Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.</p>			
	<p>CRE-99 Fecha 07-11-2017</p>	<p><b>TRANSITORIO QUINTO.</b> - A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma, los Regulados que cuenten con un Análisis de Riesgo actualizado en no más de x años, que cumpla con lo previsto en el numeral 5.4, "Evaluación de Riesgo" párrafo séptimo,</p>	<p>Solicitan que el análisis de riesgo sea actualizado, pero no especifican con que antigüedad máxima.</p>	NO PROCEDE	<p>Debido a que el numeral 5.4 si indica que es en un plazo máximo de 5 años o cuando se actualice o cumpla alguno de los criterios que generen un cambio en la prioridad de atención del</p>		NO SE MODIFICA	

		serán reconocidos por la Agencia.			Riesgo en el Ducto, Segmento o Sección. Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.			
Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción-78 Fecha 20-12-2017	<b>REVISAR Y RECONSIDERAR SU MODIFICACIÓN, PARA QUE LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD SE REALICE UNA VEZ QUE SE HAYA COMPLETADO EL CICLO DE ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD.</b>	Para que se pueda llevarse a cabo una revisión del procedimiento para la evaluación de la conformidad, se debe tomar en cuenta lo siguiente: • En el caso de Petróleos Mexicanos, se tiene un universo de Ductos a verificar, para el cual no se cuenta con el recurso humano y financiero necesario para dar la atención a las unidades de verificación a partir de la entrada en vigor de la NOM. • Los ciclos de verificación por etapas presentan traslapes innecesarios, por lo que no se asegura el cumplimiento del objetivo relacionado con mantener la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y la Protección al Medio Ambiente, toda vez que la eficacia del proceso de administración de la integridad se puede verificar una vez que se completa su ciclo y se refleje en la siguiente evaluación de riesgo. • Por el universo de Ductos a evaluar (aproximadamente 2,000), se requiere que la verificación de la conformidad se realice bajo un esquema muestral.	NO PROCEDE	Con fundamento en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la ASEA determinó no procedente el comentario en virtud de que los plazos establecidos en la presente norma ayudan en la implementación y cumplimiento, basta decir que la Norma NOM-027-SESH-2010, que se encuentra vigente, entró en vigor a los 60 días naturales sin necesidad de hacer tiempos diferenciados. En consecuencia, es incluso beneficiosa la redacción propuesta porque se incrementa el plazo para el cumplimiento. Adicional, es de su conocimiento que los transitorios de referencia fueron acordados y aprobados por el grupo de trabajo, del cual fue miembro activo PEMEX,		NO SE MODIFICA		
					Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.		SE MODIFICA	
<b>SEXTO.</b> - Los Regulados que no se encuentren dentro del supuesto previsto en el Transitorio Quinto, deben actualizar sus	CRE-95 Fecha	<b>SEXTO.</b> - Los operadores del sistema que no se encuentren dentro del supuesto previsto en el Transitorio Quinto, deben	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de	NO PROCEDE	Debido que la regulación como lo indica el artículo 3o., fracción VIII de la Ley	<b>SEXTO.</b> - Los Regulados que no se encuentren dentro del supuesto previsto en el Transitorio Quinto,	NO SE MODIFICA	

Análisis de Riesgo, conforme lo establecido en el presente Proyecto de Norma y las disposiciones que para tal efecto emita la Agencia en un plazo no mayor a lo indicado en el Transitorio Primero; en tanto la Agencia, no emita las disposiciones relativas a los Análisis de Riesgo, los Regulados, deben considerar únicamente lo establecido en el capítulo 5 "Análisis de Riesgo" del presente Proyecto de Norma.	07-11-2017	actualizar sus Análisis de Riesgo, conforme lo establecido en el presente Proyecto de Norma y las disposiciones que para tal efecto emita la Agencia en un plazo no mayor a lo indicado en el Transitorio Primero; en tanto la Agencia, no emita las disposiciones relativas a los Análisis de Riesgo, los Regulados, deben considerar únicamente lo establecido en el capítulo 5 "Análisis de Riesgo" del presente Proyecto de Norma.	los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.		de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	deben actualizar sus Análisis de Riesgo, conforme lo establecido en la presente Norma Oficial Mexicana, y las disposiciones que para tal efecto emita la Agencia en un plazo no mayor a lo indicado en el Transitorio Primero; en tanto la Agencia, no emita las disposiciones relativas a los Análisis de Riesgo, los Regulados, deben considerar únicamente lo establecido en el capítulo 5 "Análisis de Riesgo" de la presente Norma Oficial Mexicana.		
					Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.		SE MODIFICA	
<b>SÉPTIMO.</b> - Así mismo, si a la entrada en vigencia del presente Proyecto de Norma los Regulados cuentan con una inspección y Análisis de integridad cuya vigencia no exceda de los 10 años establecidos, estos deben ser considerados como cumplimiento del capítulo 6. "Inspección y Análisis de integridad" de lo contrario, los Regulados deben ejecutar su inspección y Análisis de integridad en un plazo no mayor a lo indicado en el Transitorio Cuarto.	CRE-96 Fecha 07-11-2017	<b>SÉPTIMO.</b> - Así mismo, si a la entrada en vigencia del presente Proyecto de Norma los operadores del sistema deben contar con una inspección y Análisis de integridad cuya vigencia no exceda de los 10 años establecidos, estos deben ser considerados como cumplimiento del capítulo 6. "Inspección y Análisis de integridad" de lo contrario, los operadores del sistema con ayuda de especialistas en la materia deben ejecutar su inspección y Análisis de integridad en un plazo no mayor a lo indicado en el Transitorio Cuarto.	Debe estar dirigida a las personas que realizan las actividades de operación de los Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. Además de que esta actividad por ser tan específica debe realizarse en conjunto con especialistas en la materia	NO PROCEDE	Debido que la regulación como lo indica el artículo 3o., fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos menciona quienes son los Regulados.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.	<b>SÉPTIMO.</b> - Así mismo, si a la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, los Regulados cuentan con una inspección y Análisis de integridad cuya vigencia no exceda de los 10 años establecidos, estos deben ser considerados como cumplimiento del capítulo 6. "Inspección y Análisis de integridad" de lo contrario, los Regulados deben ejecutar su inspección y Análisis de integridad en un plazo no mayor a lo indicado en el Transitorio Cuarto.	NO SE MODIFICA	
	CRE-100 Fecha 07-11-2017	<b>TRANSITORIO SÉPTIMO.</b> - Así mismo, si a la entrada en vigencia de la presente Norma los Regulados cuentan con una inspección y Análisis de integridad cuya vigencia no exceda de <b>los 10 años establecidos</b> , estos deben ser considerados como cumplimiento del capítulo 6. "Inspección y Análisis de integridad" de lo contrario, los Regulados deben ejecutar su inspección y Análisis de integridad en un plazo no mayor a lo indicado en el Transitorio Cuarto.	Se sugiere precisar donde se establecen los 10 años de vigencia del análisis de integridad.	NO PROCEDE	Debido a que los periodos entre inspecciones de integridad se precisan en el capítulo 6 "inspección y análisis de integridad" de acuerdo a la tabla 8.  Se da respuesta al comentario, lo anterior con fundamento en el artículo 5o., fracción IV, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.		NO SE MODIFICA	
					Con fundamento en los artículos 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre		SE MODIFICA	

					Metrología y Normalización y 33, tercer párrafo, de su Reglamento, atendiendo a la procedencia del comentario de la CRE al artículo Tercero Transitorio del Proyecto, y de la etapa del procedimiento de creación en la que se encuentra el mismo, la ASEA determinó eliminar la palabra Proyecto y el prefijo PROY, para quedar como: Norma Oficial Mexicana.			
<b>OCTAVO.</b> - Los dictámenes de cumplimiento emitidos con base a la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la presente, son reconocidos por la Agencia hasta el término de su vigencia.						<b>OCTAVO.</b> - Los dictámenes de cumplimiento emitidos con base a la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la presente, son reconocidos por la Agencia hasta el término de su vigencia.	NO SE MODIFICA	
Ciudad de México, a ____ de ____ de _____. - El Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización en materia de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, Carlos Salvador de Regules Ruiz-Funes - Rúbrica.						Ciudad de México, a ____ de ____ de _____. - El Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización en materia de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, Carlos Salvador de Regules Ruiz-Funes - Rúbrica.	NO SE MODIFICA	

**ANEXOS DE FIGURAS Y TABLAS**

**ANEXO I**

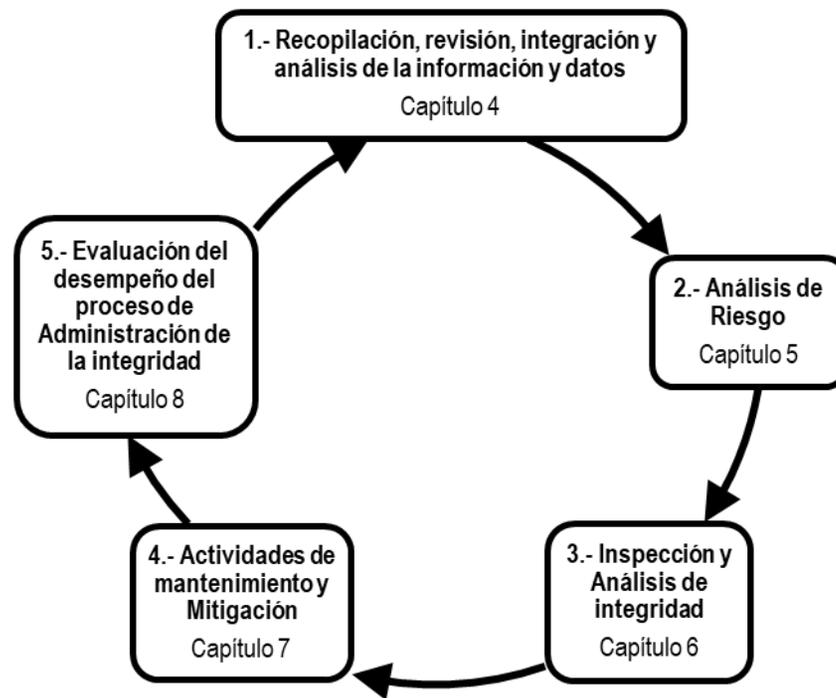


Figura 1 - Diagrama de flujo para la Administración de la integridad de Ductos.

ANEXO II

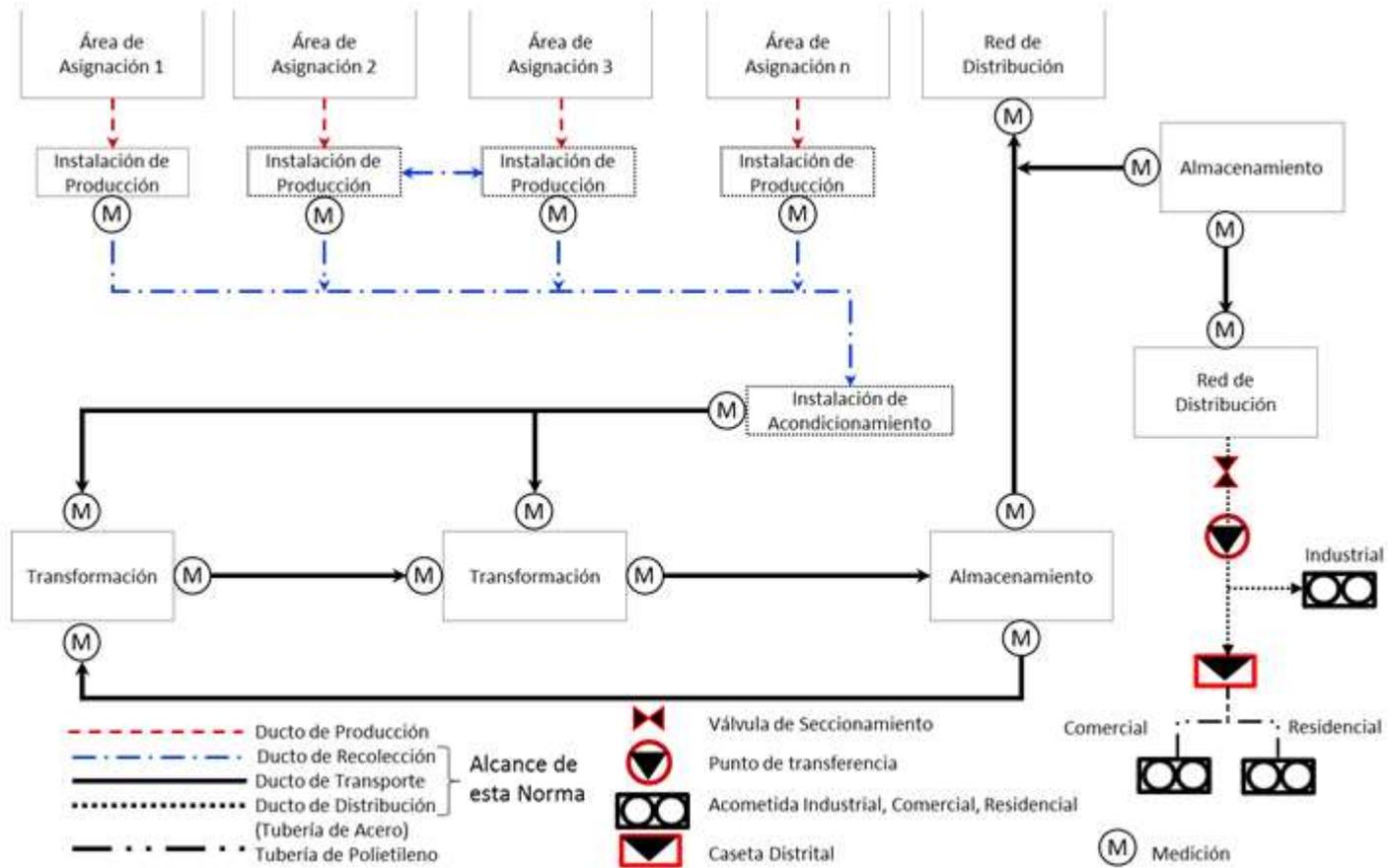


Figura 2 - Alcance de la Norma (Ductos Terrestres).

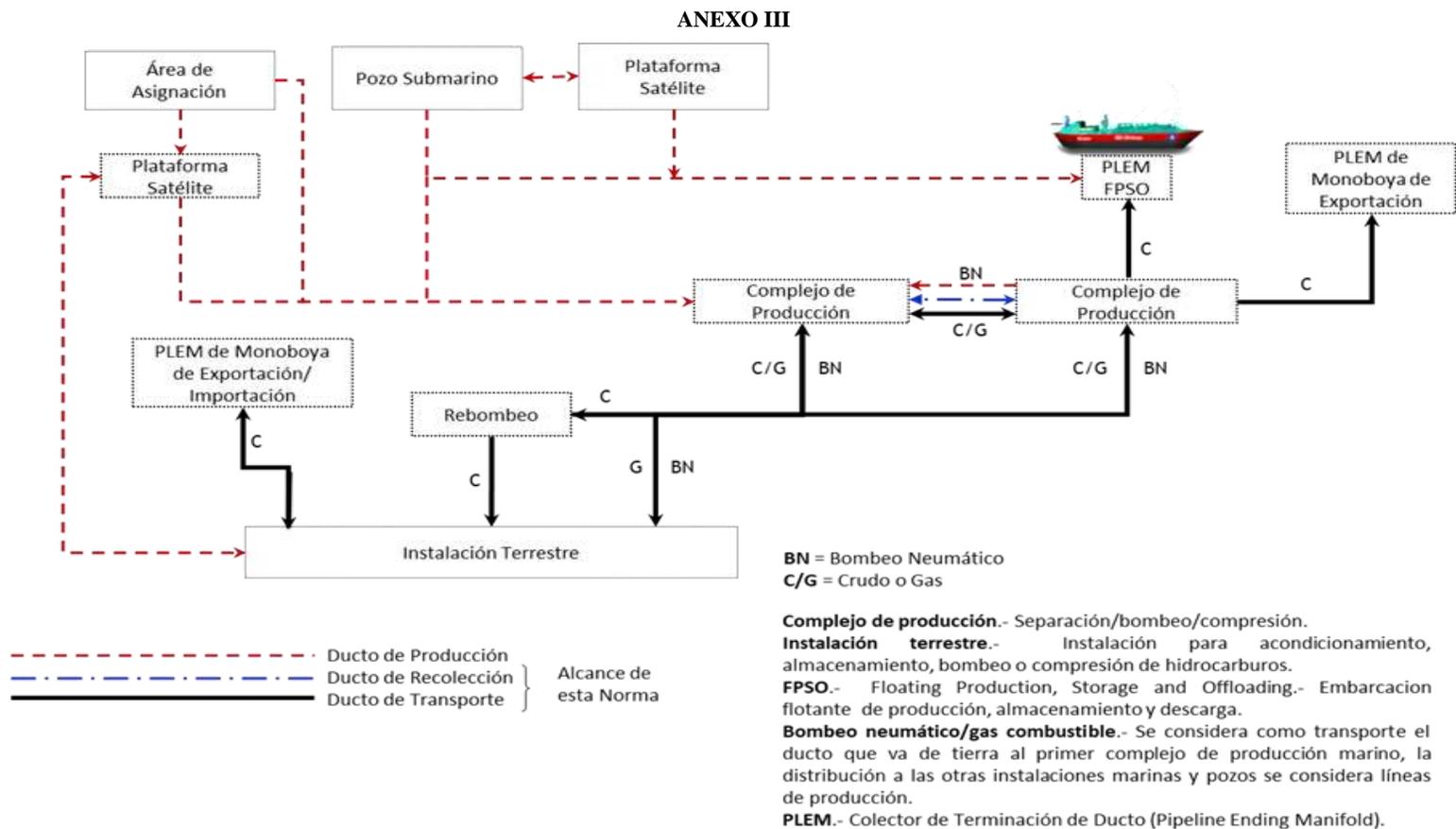


Figura 3 - Alcance de la Norma (Ductos Marinos).

**ANEXO IV**

**Tabla 1 - Información mínima para el Análisis de Riesgo e integridad del Ducto, Segmento o sección.**

<b>TIPO</b>	<b>INFORMACIÓN</b>
Identificación	Nombre del Ducto.
	Origen (kilometraje).
	Destino (kilometraje).
Diseño	Longitud.
	Diámetro nominal.
	Espesor de pared.
	Especificación de material.
	Servicio de Diseño.
	Presión de Diseño.
	Temperatura de Diseño.
	Tipo de costura.
	Fecha de fabricación.
	Propiedades mecánicas del material.
	Protecciones del sistema de Ductos.
Construcción	Fecha de construcción.
	Método de unión o acoplamiento, resultados del proceso de unión o acoplamiento y de inspección de la unión o acoplamiento por parte de los Regulados.
	Profundidad de enterrado.
	Tipo de cruces.
	Constancia de pruebas de hermeticidad.
	Método de recubrimiento de campo.
	Tipo de suelo, material de relleno.
Presión de Prueba de hermeticidad.	

	Reportes de inspección a cargo de los Regulados.
	Protección catódica.
	Tipo de recubrimiento.
	Datos de seguridad Pre-arranque.
Operación y mantenimiento	Servicio en operación.
	Propiedades físico-químicas del producto transportado.
	Volumen transportado.
	Historial de condiciones de operación.
	Fase del producto.
	Historial de fugas y derrames.
	Estado del recubrimiento.
	Monitoreo del sistema de protección catódica.
	Reporte de inspecciones internas mediante equipos instrumentados.
	Reporte de inspecciones con equipos de medición geométrica interior.
	Reporte de inspecciones mediante otras tecnologías.
	Reporte de inspecciones puntuales.
	Monitoreo de la Corrosión externa e interna.
	Cruces o Paralelismo con otros Ductos.
	Historial de reparaciones.
	Vandalismo y Daños por terceros.
	Exposición a peligros /fenómenos naturales.
	Constancias de pruebas de hermeticidad y de presión.
Auditorías y revisiones, realizadas por los Regulados.	
Reporte de las condiciones de las protecciones del sistema de Ductos.	
Inspección interna y externa realizada por los Regulados.	

ANEXO V

Tabla 2 - Documentos mínimos para el Análisis de Riesgo e integridad del Ducto, Segmento o sección.

DOCUMENTO
Diagramas de tubería e instrumentación (DTI).
Información geoespacial.
Planos, mapas y reportes del Sistema de Recolección, Transporte, y Distribución de Ductos.
Planos actualizados del Ducto, Segmento o sección.
Certificados de materiales.
Planos y reportes de reconocimiento de la franja de seguridad.
Reportes sobre las condiciones de seguridad.
Especificaciones y estándares utilizados por los Regulados.
Procedimientos de operación y mantenimiento.
Planes de respuesta a emergencias.
Registros de inspección a cargo de los Regulados.
Registros y reportes de pruebas.
Datos del Riesgo e incidentes.
Registros de mantenimiento.
Reportes de incidentes e historial de operación.
Registros de cumplimiento regulatorio.
Reportes de las auditorias y revisiones, realizadas por los Regulados.
Reportes de Diseño e ingeniería.
Evaluaciones técnicas.
Manuales del fabricante.
Análisis de Riesgo en la fase de Diseño, sólo para Ductos nuevos.
Registro histórico de fenómenos de origen natural.

ANEXO VI

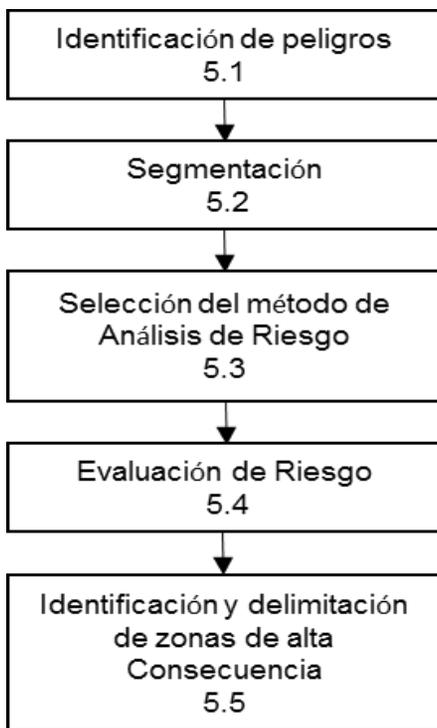


Figura 4 - Proceso de Análisis de Riesgo.

**ANEXO VII**

**Tabla 3 - Categorías de peligros.**

No.	Comportamiento con el tiempo	Categoría	Peligros
1	Independiente	Diseño	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Selección inadecuada del material y espesor de tubería y componentes.</li> <li>2. Instalación inadecuada (selección de ruta, tipo de unión soldada, pandeo local o global, esfuerzo combinado, soldadura, conexiones, interferencia por pesca y sistemas de protección).</li> <li>3. Desviaciones en las condiciones (Presión, Temperatura, tipo de producto, estabilidad hidrodinámica, claro libres y fatiga).</li> <li>4. Selección inadecuada de protección catódica.</li> <li>5. Selección inadecuada de recubrimiento externo.</li> </ol>
		Fabricación	<ol style="list-style-type: none"> <li>6. Defectos en la tubería y componentes.</li> <li>7. Defectos en soldaduras.</li> </ol>
		Construcción	<ol style="list-style-type: none"> <li>8. Defectos en soldadura.</li> <li>9. Desalineamiento.</li> <li>10. Doblez por flexión o pandeo.</li> <li>11. Daños en el recubrimiento anticorrosivo, protección catódica y de lastre.</li> <li>12. Daños en recubrimiento mecánico.</li> </ol>
2		Daños terceros por	<ol style="list-style-type: none"> <li>13. Interferencia por pesca.</li> <li>14. Golpe por ancla o cable de ancla.</li> <li>15. Impacto de embarcación.</li> <li>16. Impacto de objetos arrojados sobre el Ducto.</li> <li>17. Vandalismo, terrorismo, extracciones clandestinas.</li> <li>18. Tránsito vehicular (impacto de vehículo, peso muerto y cargas repetitivas).</li> <li>19. Excavación, construcción u otras actividades de trabajo.</li> <li>20. Impactos mecánicos.</li> <li>21. Interferencias físicas.</li> <li>22. Incremento de la densidad poblacional.</li> </ol>

3		Estructural	<p>23. Pandeo en tubería expuesta o enterrada.</p> <p>24. Expansión o contracción térmica.</p> <p>25. Estabilidad hidrodinámica.</p> <p>26. Sobrecarga estática.</p> <p>27. Fatiga.</p>
4		Peligros naturales	<p>28. Sismos.</p> <p>29. Desplazamientos de tierra o lecho marino.</p> <p>30. Clima extremo.</p> <p>31. Inundaciones.</p> <p>32. Descarga eléctrica atmosférica.</p> <p>33. Cargas de viento.</p> <p>34. Mareas, oleaje y corrientes marinas.</p>
5		Operaciones incorrectas	<p>35. Operaciones fuera de las condiciones seguras.</p> <p>36. Procedimientos incorrectos.</p> <p>37. Procedimientos no aplicados.</p> <p>38. Errores humanos.</p>
6		Equipo	<p>39. Mal funcionamiento de equipos, componentes y accesorios.</p> <p>40. Componente defectuoso o no funcional.</p>
7	Dependiente	Corrosión, Erosión y Agrietamiento	<p>41. Corrosión interna.</p> <p>42. Corrosión externa.</p> <p>43. Corrosión microbiológica.</p> <p>44. Erosión.</p> <p>45. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en inglés).</p> <p>46. Agrietamiento bajo tensión en presencia de sulfuros (SSC, por sus siglas en inglés).</p> <p>47. Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC, por sus siglas en inglés).</p> <p>48. Termofluencia.</p>

**ANEXO VIII**

**Tabla 4 - Criterios mínimos de Segmentación.**

No.	Criterio	Descripción
1	Entre trampas de envío y recibo.	Delimita la longitud del Segmento entre trampas de envío y recibo.
2	Entre válvulas de seccionamiento.	Delimita la longitud del Segmento ubicado entre dos válvulas.
3	Por cambios de atributo.	Este criterio se emplea cuando se requiere analizar independientemente cada Segmento del Ducto por algún atributo en particular.
4	Por necesidades del usuario.	Este criterio permite tomar cualquier tipo de referencia para determinar el tamaño o dimensión del Segmento. Se puede usar para delimitar zonas urbanas, zonas de alta Consecuencia o cualquier área que sea de un interés particular para los Regulados.

**ANEXO IX**

**Tabla 5 - Equipo utilizado en inspección interna y detección de indicaciones.**

INSPECCIÓN INTERNA	EQUIPO PARA PÉRDIDA DE METAL			EQUIPO PARA DETECCIÓN DE GRIETAS		EQUIPO PARA DETECCIÓN DE LA GEOMETRÍA
	FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO		ULTRASONIDO (Haz Recto)	ULTRASONIDO (Haz Angular)	FLUJO TRANSVERSAL	GEÓMETRA (CALIPER)
	RESOLUCIÓN ESTANDAR	ALTA RESOLUCIÓN				
<b>PÉRDIDA DE METAL (CORROSIÓN)</b>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup> no discrimina ID/OD	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup>	No Detecta
Corrosión externa						
Corrosión interna						
Corrosión externa axial delgada	No Detecta	No Detecta <sup>3</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup>	No Detecta
<b>AGRIETAMIENTO Y DEFECTOS TIPO GRIETA (Axial)</b>						
Por corrosión bajo esfuerzos (SCC)						
Por fatiga	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup>	No Detecta
Imperfecciones en soldadura longitudinal						
Fusión incompleta / Falta de fusión						
Grietas en la línea de fusión						
<b>AGRIETAMIENTO CIRCUNFERENCIAL</b>	No Detecta	Detecta <sup>4</sup> y Dimensióna <sup>4</sup>	No Detecta	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup> si es modificado <sup>5</sup>	No Detecta	No Detecta
<b>ABOLLADURAS CURVATURAS CON ARRUGAS</b>	Detecta <sup>6</sup>	Detección <sup>6</sup> y Dimensionamiento confiable	no	Detección <sup>6</sup> y Dimensionamiento confiable	no	Detecta <sup>7</sup> y Dimensiona
<b>APLASTAMIENTO</b>	En caso de detección, se proporciona la posición circunferencial					Detecta <sup>7</sup> y Dimensiona
<b>RALLADURA ENTALLADURA O</b>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensióna <sup>2</sup>					No Detecta
<b>LAMINACIÓN O INCLUSIÓN</b>	Detección	Detección	Detecta y	Detecta y	Detección limitada	No Detecta

	limitada	limitada	Dimensiona <sup>2</sup>	Dimensiona <sup>2</sup>		
<b>REPARACIONES PREVIAS</b>	Detección de camisas de acero y parches. Otros sólo con marcadores ferrosos		Detección sólo de camisas de acero y parches, soldado al Ducto		Detección sólo de camisas de acero y parches. Otros sólo con marcadores ferrosos	
<b>ANOMALIAS RELACIONADAS CON FABRICACIÓN</b>	Detección limitada	Detección limitada	Detecta	Detecta	Detección limitada	
<b>CURVATURAS</b>	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	
<b>OVALIDAD</b>	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	
<b>COORDENADAS DEL DUCTO</b>	Localiza <sup>10</sup>	Localiza <sup>10</sup>	Localiza <sup>10</sup>	Localiza <sup>10</sup>	Localiza <sup>10</sup>	
<b>NOTAS:</b>						
1.- Limitado por la profundidad, longitud y ancho de las indicaciones detectables mínimas.			5.- Transductores rotados a 90°.			
2.- Definido por la exactitud del dimensionamiento especificado del equipo.			6.- Confiabilidad reducida dependiendo del tamaño y forma de la abolladura.			
3.- Si el ancho es más pequeño que el ancho mínimo detectable por el equipo.			7.- Dependiendo de la configuración del equipo, también en posición circunferencial.			
4.- Probabilidad Reducida de la Detección (POD) para grietas estrechas.			8.- Si está equipado para medición de la ovalidad.			
			9.- Si está equipado para medición de curvaturas.			
			10.- Si está equipada con módulo o dispositivo de geoposicionamiento.			

#### ANEXO X

**Tabla 6 - Métodos disponibles para el análisis de indicaciones en la pared del tubo, soldaduras y accesorios que conforman el Ducto, Segmento o sección.**

Tipo de Indicación	Método de evaluación
Pérdida general de espesor (interna o externa). Pérdida local de espesor (interna o externa). Causadas por Corrosión, erosión, daño mecánico y sus combinaciones.	ASME B31G DNV-OS-F101 API 579 BS 7910
Muesca o tallón. Grietas e indicaciones tipo grieta, causados por mecanismos de SCC, SSC, HIC, Fatiga (no se limita a éstos). Indicaciones en soldadura (longitudinal, circunferencial o helicoidal).	API 579 BS 7910
Abolladura y combinaciones abolladura-entalla.	API 1156 API 1160 API 579 ASME B31.4 ASME B31.8

#### ANEXO XI



Figura 5 - Clasificación de actividades de mantenimiento.

#### ANEXO XIII

- Campañas de orientación a vecinos de las franjas de seguridad.
- Comunicación con las autoridades federales, estatales y municipales, de la ubicación de las franjas de seguridad.
- Sistema de llamada/aviso en la franja de seguridad para prevenir un Evento.
- Capacitación y entrenamiento al personal.
- Medición y control de fugas y derrames.
- Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección.
- Actualización y disposición de cartas oceanográficas.
- Restricción de parámetros operacionales (Presión, Temperatura, Velocidad de Flujo y Composición del fluido).
- Inyección de químicos (Dispersantes, Demulsificantes y Floculantes).

Figura 6 - Clasificación de actividades de Mitigación.

ANEXO XIII

Tabla 7 - Métodos de reparación aceptados para Ducto, Segmento o sección Marino.

Defecto :	Distribución	De abate	Depósito de soldadura	Método de reparación aceptado :												
				En voliente Metálica				Tapones		Envoliente No Metálica	Parafite :	Soportes :	Cemento o prefabricado de concreto			
				Tipo A		Tipo B		Mecánico :	Tipo casucha soldado :							
				Con soldadura longitudinal	Pernada :	Sello con soldadura	Sello por fricción									
Pérdida metale externa generalizada.	<input type="checkbox"/>	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO
Pérdida metale externa localizada.	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO
Pérdida metale externa por picadura.	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO
Pérdida metal interna generalizada.	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Pérdida metal interna localizada.	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO
Pérdida metal interna por picadura.	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO
Abolladuras simples.	<input type="checkbox"/>	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO
Muesca o tallón.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO
Abolladuras con muesca o tallón.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
AH (laminações).	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Arpallas simples.	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Plegues por panleo local.	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Grietas o defectos tipo grieta axiales abiertas a la superficie externa.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Grietas o defectos tipo grieta axiales circunferenciales abiertas a la superficie externa.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Grietas o defectos tipo grieta axiales circunferenciales abiertas a la superficie interna.	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Grietas o defectos tipo grieta circunferenciales abiertas a la superficie interna.	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Defectos en soldadura circunferencial.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Defectos en soldadura longitudinal.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Defectos metalúrgicos localizados (junio duro, quemaduras, áreas de segregación de inclusiones y slibon).	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	NO	NO	NO	NO
Ciaraa libres o soportes no fundonales.	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>	NO	NO
Segmento inestable.	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	<input type="checkbox"/>

Ob servaciones a Tabla - 7 :

- La cantidad de metal a remover no debe afectar el espesor remanente requerido por la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto.
- Para el depósito de soldadura, se requiere un espesor mínimo remanente que debe incluir, el espesor requerido para la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto, más la penetración del metal de aporte :
- La hermeticidad en las envolientes tipo A pernaadas debe lograrse por los sellos y no por algún producto friccional en el espacio anular.
- No instalar en defectos cuyo modo de falla sea fuga, este tipo de envoliente no es aplicable en los siguientes casos : cualquier tipo de defecto que pudiera causar una fuga al evolucionar, áreas de pérdida de metal cuya longitud y ancho sean mayores de un diámetro.

Debates : Remoción de los defectos mediante la eliminación del material el cual puede ser mediante esmerilado; la remoción de material se debe realizar de manera controlada evitando sobrecalentamientos o enfriamientos bruscos y dejando una superficie con contornos suaves.

Depósito de soldadura : Involucra el depósito de soldadura metálica sobre el Defecto para reemplazar el metal perdido, también puede utilizarse, cuando cualquier otro tipo de Defectos han sido removidos por debates para crear un área abierta para el depósito de soldadura.

Envoliente metálica tipo A soldada : Formada por dos medias cañas unidas por medio de soldadura axial por ambos lados, los extremos de la envoliente no están soldados al Ducto por lo que no debe ser empleada para reparar defectos cuyo modo de falla sea fuga. En las envolientes funcionan como refuerzo mecánico. Es esencial el contacto íntimo con el Ducto por lo que hay que evitar burbujas. Cualquier espacio existente debe ser rellenado con un material endurecible como epoxico o polietileno.

Envoliente metálica tipo A pernaada : Formada por dos medias cañas unidas por medio de soldadura axial a tope en ambos lados, los extremos con soldados al Ducto mediante soldadura de filete de tal manera que la envoliente tiene la capacidad de contener la presión del fluido transportado en caso de fuga. En las envolientes deben ser diseñadas para soportar la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto a reparar.

Envoliente metálica tipo B (sello con soldadura) : Formada por dos medias cañas unidas por bridas axiales en ambos lados y espárragos. Los uniones circunferenciales se logran por la fricción entre el sello mecánico de las envolientes y la superficie externa del Ducto. En las envolientes tienen la capacidad de contener la presión en caso de fuga y deben ser diseñadas para soportar la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto a reparar.

Envoliente metálica tipo B (sello por fricción) : Formada por dos medias cañas unidas por bridas axiales en ambos lados y espárragos. Los uniones circunferenciales se logran por la fricción entre el sello mecánico de las envolientes y la superficie externa del Ducto. En las envolientes tienen la capacidad de contener la presión en caso de fuga y deben ser diseñadas para soportar la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto a reparar.

Tapón mecánico : Consiste de un dispositivo tipo abrazadera con unapunta de un material que genere un sello hermético y que sea química y físicamente estable al medio y al producto transportado, el sello se coloca sobre el orificio de fuga y se aprieta hasta lograr el sello.

**ANEXO XIV**

**Tabla 8 - Procedimiento por Etapas de Evaluación de la Conformidad.**

<b>Etapas</b>	<b>Capítulo a Verificar</b>	<b>Periodicidad de Verificación</b>	<b>Tipo de Verificación</b>
Recopilación, revisión, integración y análisis de la información y de datos del Ducto, Segmento o sección terrestres y marinos.	4	Anual.	Documental*
Inspección y Análisis de integridad.	6	1. Ductos con prioridad de atención alta, máximo 3 años. 2. Ductos con prioridad de atención media, máximo 5 años. 3. Ductos con prioridad de atención baja, máximo 10 años.	Documental*
Actividades de mantenimiento y Mitigación.	7	Máximo 5 años.	Documental*
Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad.	8	Anual.	Documental*

**ANEXO XV**

**Tabla B.1- Criterios para la probabilidad de falla.**

<b>Descripción de la Probabilidad de falla</b>		<b>Categoría</b>
<b>Probabilidad de falla</b>	<b>Descripción</b>	
Muy Alto	La falla ocurre una vez al año	5
Alto	La falla ocurre en un periodo de 1 a 3 años	4
Medio	La falla ocurre en un periodo de 3 a 5 años	3
Bajo	La falla ocurre en un periodo de 5 a 10 años	2
Muy bajo	La falla no ha ocurrido o se espera que falle > 10 años	1

**ANEXO XVI**

**Tabla B.2 - Criterios para las consecuencias de falla.**

Categoría de las consecuencias de falla	Aumento de las consecuencias de falla				
	A	B	C	D	E
Personas	Sin lesiones	Lesión grave, con incapacidad médica	De 1 a 2 fatalidades	De 3 a 9 fatalidades	> 10 fatalidades
Medio Ambiente	Insignificante (No hay fuga o derrame)	Leve / Efecto menor (Fuga o derrame que se puede controlar en algunas horas)	Efecto local (Fuga o derrame que se puede controlar en un día)	Efecto significativo (Fuga o derrame que se puede controlar en una semana)	Efecto masivo (Fuga o derrame que no se puede controlar en una semana)
Financiero (millones de dólares)	< 0.01	0.01 a 0.1	0.1 a 1	1 a 10	> 10

**ANEXO XVII**

**Tabla B.3 - Matriz de Riesgo.**

Consecuencias de falla	Probabilidad de falla				
	1	2	3	4	5
E	III	III	IV	IV	IV
D	II	II	III	III	IV
C	II	II	II	III	III
B	I	I	I	II	III
A	I	I	I	II	III

**ANEXO XVIII**

**Tabla B.4 - Clasificación de Riesgo.**

<b>Categoría</b>	<b>Descripción</b>
I	Bajo
II	Medio
III y IV	Alto

**ANEXO XIX**

**Tabla C.1 - Clasificación de actividades de mantenimiento y mitigación.**

<b>Categoría</b>	<b>Peligros</b>	<b>Mantenimiento</b>	<b>Mitigación</b>
Diseño	1. Selección inadecuada del material y espesor de tubería y componentes.	• No aplica.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Adecuación de parámetros operacionales.</li> <li>• Rediseño.</li> </ul>
	2. Instalación inadecuada (selección de ruta, tipo de unión soldada, pandeo local o global, esfuerzo combinado, soldadura, conexiones, interferencia por pesca y sistemas de protección).		
	3. Desviaciones en las condiciones (presión, temperatura, tipo de producto, estabilidad hidrodinámica, claro libres y fatiga).		
	4. Selección inadecuada de protección catódica.		
	5. Selección inadecuada de recubrimiento externo.		
Fabricación	6. Defectos en la tubería y componentes.	• Inspección de fabricación, realizada por el fabricante.	• No aplica.
	7. Defectos en soldaduras.		
Construcción	8. Defectos en soldadura.	• Inspección de construcción realizada por los Regulados.	• No aplica.
	9. Desalineamiento.		
	10. Doble por flexión o pandeo.		

	11. Daños en el recubrimiento anticorrosivo, protección catódica y de lastre.		
	12. Daños en recubrimiento mecánico.		
Daños por terceros	13. Interferencia por pesca.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección externa (Pruebas no destructivas) realizada por los Regulados.</li> <li>• Inspección interna (equipo instrumentado) realizada por los Regulados.</li> <li>• Métodos de reparación (numeral 7.1.3).</li> <li>• Estructuras de protección e intervención (defensas, soportes, colchacretos, bolsacretos, enrocados, lastres, entre otros).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Actualización y disposición de cartas oceanográficas.</li> <li>• Sistema de llamada/aviso de peligro.</li> <li>• Aumentar profundidad del Ducto.</li> <li>• Campañas de orientación a vecinos de las franjas de seguridad.</li> <li>• Comunicación con las autoridades federales, estatales y municipales, de la ubicación de las franjas de seguridad.</li> <li>• Capacitación y entrenamiento al personal.</li> <li>• Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección, por condiciones del terreno o por impacto a la población.</li> <li>• Monitoreo y control de parámetros de operación anormales.</li> </ul>
	14. Golpe por ancla o cable de ancla.		
	15. Impacto de embarcación.		
	16. Impacto de objetos arrojados sobre el Ducto.		
	17. Vandalismo, terrorismo, extracciones clandestinas.		
	18. Tránsito vehicular (Impacto de vehículo, peso muerto y cargas repetitivas).		
	19. Excavación, construcción u otras actividades de trabajo.		
	20. Otros impactos mecánicos.		
	21. Interferencias físicas.		
	22. Incremento de la densidad poblacional.		

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalación de postes de señalización preventivos y restrictivos.</li> <li>• Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>• Cintas y postes de advertencia.</li> <li>• Adecuación de parámetros operacionales.</li> </ul>
Estructural	23. Pandeo en tubería expuesta o enterrada.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección externa (Pruebas no destructivas) realizada por los Regulados.</li> <li>• Inspección interna (equipo instrumentado) realizada por los Regulados.</li> <li>• Métodos de reparación (numeral 7.1.3).</li> <li>• Estructuras de protección e intervención (defensas, soportes, colchacretos, bolsacretos, enrocados, lastres, entre otros).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumentar profundidad del Ducto.</li> <li>• Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección, por condiciones del terreno o por impacto a la población.</li> <li>• Monitoreo y control de parámetros de operación anormales.</li> <li>• Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>• Adecuación de parámetros operacionales.</li> </ul>
	24. Expansión o contracción térmica.		
	25. Estabilidad hidrodinámica.		
	26. Sobrecarga estática.		
	27. Fatiga.		
Peligros naturales	28. Sismos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección externa (Pruebas no destructivas) realizada por los Regulados.</li> <li>• Inspección interna (equipo instrumentado) realizada por los Regulados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumentar profundidad del Ducto.</li> <li>• Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección, por condiciones del terreno o por impacto a la población.</li> </ul>
	29. Desplazamientos de tierra o lecho marino.		
	30. Clima extremo.		
	31. Inundaciones.		

	32. Descarga eléctrica atmosférica.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Métodos de reparación (numeral 7.1.3).</li> <li>• Estructuras de protección e intervención (defensas, soportes, colchacretos, bolsacretos, enrocados, lastres, entre otros).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoreo y control de parámetros de operación anormales.</li> <li>• Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>• Comunicación con las autoridades federales, estatales y municipales, de la ubicación de las franjas de seguridad.</li> <li>• Monitoreo y control de movimientos de tierra.</li> </ul>
	33. Cargas de viento.		
	34. Mareas, oleaje y corrientes marinas.		
Operaciones incorrectas	35. Operaciones fuera de las condiciones seguras.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No aplica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacitación y entrenamiento del personal.</li> <li>• Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>• Monitoreo y control de parámetros de operación normales y anormales.</li> </ul>
	36. Procedimientos incorrectos.		
	37. Procedimientos no aplicados.		
	38. Errores humanos.		
Equipo	39. Mal funcionamiento de equipos, componentes y accesorios.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección externa (Pruebas no destructivas) realizada por los Regulados.</li> <li>• Actividades de mantenimiento (numeral 7.1).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de llamada/aviso de peligro.</li> <li>• Campañas de orientación a vecinos de las franjas de seguridad.</li> </ul>
	40. Componente defectuoso o no funcional.		

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comunicación con las autoridades federales, estatales y municipales, de la ubicación de las franjas de seguridad.</li> <li>• Capacitación y entrenamiento al personal.</li> <li>• Monitoreo y control de parámetros de operación anormales.</li> <li>• Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>• Adecuación de parámetros operacionales.</li> <li>• Medición y control de fugas o derrames.</li> </ul>
Corrosión / Erosión / Agrietamiento	41. Corrosión interna.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección externa (Pruebas no destructivas) realizada por los Regulados.</li> <li>• Inspección interna (equipo instrumentado) realizada por los Regulados.</li> <li>• Actividades de mantenimiento (numeral 7.1).</li> <li>• Estructuras de protección e intervención (defensas, soportes, colchacretos, bolsacretos, enrocados, lastres, entre otros).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacitación y entrenamiento al personal.</li> <li>• Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección, por condiciones del terreno o por impacto a la población.</li> <li>• Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>• Adecuación de parámetros operacionales.</li> </ul>
	42. Corrosión externa.		
	43. Corrosión microbiológica.		
	44. Erosión.		
	45. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en inglés).		
	46. Agrietamiento bajo tensión en presencia de sulfuros (SSC, por sus siglas en inglés).		
	47. Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC, por sus siglas en inglés).		
	48. Termofluencia.		