रजिस्ट्री सं० डी० एल० 33004/99 REGD NO. D.L.-33004/99

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY
भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 241] नई दिल्ली, मंगलवार, नवम्बर 6, 2012/कार्तिक 15, 1934
No. 241] NEW DELHI, TUESDAY, NOVEMBER 6, 2012/KARTIKA 15, 1934

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

अधिसूचना

नई दिल्ली, 5 नवम्बर, 2012

फा. सं. इंफ्रा/आईएम/एनजीपीएल/1/2010.—पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 (2006 का 19) के खंड 61 द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड एतद्द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, नामत: :—

(i) इन विनियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2012 कहा जाएगा।

(ii) ये विनियम सरकारी राजपत्र में प्रकाशन की तारीख से प्रवृत्त होंगे।

2. परिभाषाएँ

(1) इन विनियमों में जब तक कि संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हो -

(क) 'अधिनियम' का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 से है;

(ख) 'बोर्ड' का अर्थ अधिनियम के खण्ड 3 के उप-खण्ड (1) के अन्तर्गत स्थापित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड से है;

(ग) "प्राकृतिक गैस पाइपलाइन" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन

या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 में परिभाषित अनुसार पाइपलाइन से है;

(घ) "आपरेटर" का अर्थ उस कंपनी से है जो बोर्ड के प्राधिकरण सहित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क का प्रचालन करता है;

(ङ) "जोखिम" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचरण संहिता विनियम, 2010 के अंतर्गत परिभाषित अनुसार जोखिम से है;

(च) "जोखिम विश्लेषण" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचरण संहिता विनियम, 2010 के अंतर्गत परिभाषित अनुसार जोखिम विश्लेषण से है;

(छ) "जोखिम आकलन" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचरण संहिता विनियम, 2010 के अंतर्गत परिभाषित अनुसार जोखिम आकलन विश्लेषण से है;

(ज) "जोखिम प्रबंधन" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचरण संहिता विनियम, 2010 के अंतर्गत परिभाषित अनुसार जोखिम प्रबंधन से है;

(झ) "स्पर लाइन" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचरण संहिता विनियम, 2010 के अंतर्गत परिभाषित अनुसार पाइपलाइन से है;

(ञ) "संबंधित विषय विशेषज्ञ (एसएमई)" का अर्थ ऐसे व्यक्ति से है जिसकेपास प्रक्रिया या विषय में ज्ञान और अनुभव है और जिसकावह एएसएमई बी31क्यू के अनुसार प्रतिनिधित्व करता है;

(ट) "प्रयोग का अधिकार (आरओय)ू या मार्गाधिकार (आरओडब्ल्यू)" का अर्थ भूमि क्षेत्र या उसके हिस्से से है जिसके अंतर्गत पाइपलाइन ऑपरेटर या मालिक का कानून के संगत प्रावधानों के जरिए या भूमि मालिक या एजेंसी के साथ किए गए करार के अनुसार या प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के बिछाने और प्रचालन के लिए भूमि पर क्षेत्राधिकार हो;

(ठ) "एकीकृत निगरानी प्रणाली" का अर्थ आरओयू सहित तृतीय पक्ष अतिक्रमण गतिविधियों हेतु पाइपलाइन पर्यवेक्षण से है। इसमें ऑप्टिकल फाइबर केबल, माइक्रोवेब्स तथा उपग्रह का इस्तेमाल संचार प्रणाली के रूप में किया जा सकता है तथा इसे एससीएडीए आंकड़ों के साथ जोड़ा जा सकता है;

2. प्रयोग किए गए शब्द और भाव, **इन विनियमों में परिभाषित नहीं हैं**, लेकिन अधिनियम उसके अधीन बनाए गए अधिनियम या नियमों अथवा विनियमों के मामले में विहित यथा अधिनियम या नियमों अथवा विनियमों में, क्रमश: उनके लिए निर्धारित अर्थ ही होंगे।

3. प्रयोजनीयता

ये विनियम उन सभी कंपनियों पर लागू होंगे जो प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों को बिछाती हैं, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करती हैं।

4. कार्यक्षेत्र

इन विनियमों में सभी मौजूदा और नए प्राकृतिक गैस संचरण पाइपलाइनों, स्पर लाइनों, सब-ट्रांसमिशन पाइपलाइनों (एसटीपीएल) और समर्पित पाइपलाइनों को शामिल किया जाएगा। इसमें उन पाइपलाइनों के जरिए प्राकृतिक गैस के परिवहन हेतु अपेक्षित संबद्ध सुविधाएं शामिल हैं जो टर्मिनल मध्यवर्ती पिगिंग सुविधाएं, कंप्रेशर स्टेशन, खण्ड वाल्व आदि हैं।

अपनाई जाने वाली सामग्रियां और विशिष्टियां पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम 2009 के अनुसार होंगी।

5. उद्देश्य

(1) इन विनियमों में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रणाली के लिए प्रभावी और दक्ष एकीकृत प्रबंधन योजना को विकसित और कार्यान्वित करने के लिए मूल विशेषताओं और आवश्यकताओं की रूपरेखा प्रस्तुत की गई है।

(2) इन विनियमों का उद्देश्य -

(क) प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों से जुड़े जोखिम का मूल्यांकन करना तथा रोकथाम करने, पता लगाने और सुधार करने संबंधी गतिविधियों के लिए संसाधनों का प्रभावी ढंग से आबंटन करना;

(ख) प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की सुरक्षा में सुधार करना ताकि कार्मिक, संपत्ति, जनता और पर्यावरण की सुरक्षा की जा सके;

(ग) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के खराब होने की संभावना को न्यूनतम करने के लिए प्रचालनों को कारगर तथा प्रभावी बनाया गया है।

6. एकीकृत प्रबंधन प्रणाली

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का विकास और कार्यान्वयन इन विनियमों की अनुसूची-1 से अनुसूची-10 में वर्णित के अनुसार होगा।

IndiaCode

7. दोष और परिणाम

(1) इन विनियमों के प्रावधानों का अनुपालन इन विनियमों में दर्शाई गई अनुसूची-7 और अनुसूची-8 सहित परिशिष्ट-II के संयोजन के रूप में किया जाएगा।

(2) इन विनियमों में विनिर्दिष्ट अनुसार एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की कार्यान्वयन अनुसूची प्राप्त करने में हुई किसी कमी के मामले में कंपनियों को निम्नलिखित परिणामों का सामना करना होगा, नामत:

(i) कंपनी को निर्धारित समय-सीमा में प्रत्येक कार्यकलाप को पूरा करना होगा और यदि एक या अधिक कार्यकलाप प्राप्त करने में कोई कमी पाई जाती है तो कंपनी बोर्ड की स्वीकृति के लिए समय-सीमा के अंदर एक उपशमन योजना प्रस्तुत करेगा तथा बोर्ड द्वारा समय की अनुमेय सीमा के अंदर सभी कमियों को दुरुस्त करेगा। यदि कंपनी, बोर्ड द्वारा निर्धारित समय-सीमा में कार्यकलापों को पूरा करने में असफल रहती है तो अधिनियम के संबंधित दण्ड प्रावधान लागू होंगे;

(ii) यदि कंपनी अनुमोदित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली को कार्यान्वित करने में असफल रहती है तो बोर्ड चूक करने वाली कंपनी को एक नोटिस जारी करते हुए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के प्रावधानों का कार्यान्वयन करने के लिए उपयुक्त समय दे सकता है। यदि कंपनी निर्धारित समय में अनुपालन करने में असफल रहती है तो अधिनियम तथा विनियमों के संगत प्रावधान लागू होंगे।

8. अन्य कानूनों के अंतर्गत आवश्यकता

यह आवश्यक होगा कि विद्यमान सभी सांविधिक नियमों, विनियमों और अधिनियमों का अनुपालन किया जाए तथा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए संगत सक्षम प्राधिकारियों से अपेक्षित अनुमोदन प्राप्त किया जाए।

9. विविध

(1) इन विनियमों के अधीन सभी प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का एक समान प्रयोग सुनिश्चित किया जाना चाहिए।

(2) प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का प्रचालन और रखरखाव करने वाली कंपनी के पास परिशिष्ट-IV में सूचित त्रि-स्तरीय ढांचे के अनुसार योग्य जनशक्ति होनी चाहिए।

(3) ये विनियम चाहे स्वत: प्रेरित हों या प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की संबंधित उप-समिति की सिफारिशों के आधार पर हों, जिनकी बोर्ड द्वारा समीक्षा की जाएगी।

10. कठिनाइयों को दूर करने का अधिकार

इन विनियमों में निहित प्रावधानों का कार्यान्वयन करने में कंपनी द्वारा सामना की जा रही समस्याओं की स्थिति में कंपनी आवश्यक छूट प्राप्त करने के लिए बोर्ड से अनुरोध कर सकती है।

अनूसचियां
(देखें विनियम 6)

अनुसूची-1

उद्देश्य

पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का उद्देश्य प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की एकीकृत को लगातार बनाए रखना है ताकि सार्वजनिक सुरक्षा, पर्यावरण संरक्षण और बिना किसी बाधा के गैस का परिवहन करने के लिए पाइपलाइन की उपलब्धता सुनिश्चित की जा सके तथा दुर्घटनाओं और नुकसान से संबंधित व्यावसायिक जोखिम को भी न्यूनतम किया जा सके। एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की उपलब्धता से एकीकृत कार्य में लगे व्यावसायिकों और तकनीशियनों को अल्प, मध्यम और दीर्घावधि में लक्ष्यों और उद्देश्यों को स्पष्ट रूप से स्थापित करने में मदद मिलेगी, जिससे निश्चित रूप से इन्हें प्राप्त करने में उनकी दक्षता और संतुष्टि बढ़ेगी।

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली प्राकृतिक गैस पाइपलाइन ट्रांसपोर्टर को इस प्रकार से कार्यान्वयन हेतु चयनित प्रणाली का चयन करने में सक्षम बनाएगी कि एकीकृत प्रबंधन प्रणाली देश के अंदर सभी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन कंपनियों के लिए एक-समान हो।

प्रभावी एकीकृत प्रबंधन प्रणाली निम्न प्रकार होगी:

- सभी क्षेत्रों में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन एकीकृत की गुणवत्ता सुनिश्चत करना जिसमें प्रतिकूल परिस्थितियों का सामना करने की क्षमता हो।
- प्राकृतिक गैस पाइपलाइन एकीकृत के अधिक कड़े और व्यवस्थित प्रबंधन को प्रोत्साहित करना तथा जोखिम को कम करना।
- प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रचालन में जनता के सामान्य विश्वास को बढ़ाना।
- कंपनी द्वारा समीक्षा सहित आंतरिक दुर्घटना अन्वेषण से प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की आयु को अधिकतम करना।

अनुसूची-2

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (एमएस) लागू करना

2.1 प्रत्येक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन ऑपरेटर का मुख्य ध्यान प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रचालन और रखरखाव पर इस प्रकार होना चाहिए कि यह ग्राहकों को बिना किसी अप्रिय घटना, जिसका पर्यावरण पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ सकता है, के अधिकतम विश्वसनीयता और सुरक्षा सहित अबाधित सेवाएं लगातार उपलब्ध कराए।

2.2 पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली पाइपलाइन की स्थिति का आकलन करने के लिए व्यापक और अवसंरचनात्मक ढांचा उपलब्ध कराएगा जिसमें संभावित जोखिम आकलन और उपशमन कार्रवाई तथा पाइपलाइन प्रणाली का सुरक्षित और दुर्घटना रहित प्रचालन सुनिश्चित हो सके।

2.3 ऐसी विस्तृत एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में अनिवार्य रूप से निम्नलिखित तत्व शामिल होंगे:

- **एकीकृत प्रबंधन योजना (आईएमपी)**: इसमें आंकड़े एकत्र करना तथा उनकी वैधता, जोखिम के क्षेत्र का आकलन, जोखिम की रैंकिंग, जोखिम के संबंध में एकीकृत का आकलन, जोखिम कम करना, आंकड़ों को अद्यतन बनाना तथा जोखिम का पुन: आकलन करना शामिल है।

- **आईएमपी का निष्पादन मूल्यांकन**: यह अपनाई गई एकीकृत प्रबंधन योजना की प्रभावकारिता की निगरानी करने तथा आगे और सुधार करने की प्रणाली है।

- **संचार योजना**: इसमें आंतरिक और बाहरी पर्यावरण में सूचना को विनियमित करने और आंकड़ों का आदान-प्रदान करने की ढांचागत योजना शामिल है।

- **परिवर्तन प्रबंधन**: यह एकीकृत प्रबंधन योजना को अद्यतन बनाने के लिए प्रणाली परिवर्तन (तकनीकी, भौतिक, प्रक्रियात्मक और संगठनात्मक परिवर्तन) की एकीकृत प्रबंधन योजना में शामिल करने की प्रक्रिया है।

- **गुणवत्ता नियंत्रण**: यह एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में परिभाषित प्रक्रिया के कार्यान्वयन में गुणवत्ता की आवश्यकता को स्थापित करने की प्रक्रिया है।

टिप्पणी: इन सिद्धांतों को आगे अनुसूची-6 में विस्तारपूर्वक दर्शाया गया है।

अनुसूची-3

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रणाली का विवरण

3.1 भौतिक विवरण: प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के विवरण में अभिकल्प विशिष्टियों, लम्बाई, प्रमुख स्थापना ब्योरा आदि के संबंध में पाइपलाइनों, कंप्रेसरों, वाल्वों का विशिष्ट ब्योरा शामिल है जैसे:

3.1.1 ट्रंक पाइपलाइन

3.1.2 स्पर पाइपलाइनें

3.1.3 वाल्व स्टेशन के खण्ड बनाना

3.1.4 मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन

3.1.5 टैप-ऑफ स्टेशन

3.1.6 कंप्रेशर स्टेशन

3.1.7 नियंत्रण केन्द्र

3.1.8 इलेक्ट्रिकल प्रणाली कैप्टिव पॉवर जेनरेशन या ग्रिड-पॉवर के आधार पर

3.1.9 कैथोडिक संरक्षण प्रणाली

3.1.10 एससीएडीए

3.1.11 सुरक्षा उपकरण

3.1.12 सुपुर्दगी स्टेशन

3.2 <u>अन्य विवरण</u>:

3.2.1 आरओय:ब्योरा - आरओयू की चौड़ाई तथा बाध्यताएं, यदि कोई हों;

3.2.2 अन्य प्रचालकों की सुविधाएं या पाइपलाइनें, यदि कोई हों, के साथ परस्पर सामंजस्य;

3.2.3 प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की ऐतिहासिक पृष्ठभूमि तथा प्रणाली में किए गए व्यापक आशोधन और अधिशेष, यदि कोई हों;

3.2.4 पाइपलाइनों द्वारा सेवा प्रदान किए जा रहे उपभोक्ताओं की सूची;

3.2.5 निरीक्षण को अद्यतन बनाना;

3.2.6 घटना की सूचना देना;

3.2.7 पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए सुरक्षा मानक सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009 के अनुपालन संबंधी विवरण

3.2.8 सांविधिक अनुपालन

IndiaCode

अनुसूची-4

उपयुक्त एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का चयन

4.1 प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में निष्पादन आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली या निदेशात्मक प्रकार की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली लागू की जा सकती है। जबकि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन उद्योग ने पाइपलाइन प्रचालनों में काफी अच्छा अनभुव प्राप्त किया है और इसलिए पाइपलाइन उद्योग काफी परिपक्व है, तथा निष्पादन आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली को वैश्विक स्तर पर सराहा जाता है। तथापि, जहां पाइपलाइन प्रणाली अभी विकासशील चरण में हैं वहां एक निर्देशात्मक प्रकार की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की सिफारिश की जाती है। जबकि निष्पादन आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में पाइपलाइन में प्रचालन करने वाली कंपनी के अनुभव को मान्यता दी जाती है लेकिन निदेशात्मक प्रकार की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली अधिक कठोर है क्योंकि इसमें पाइपलाइन प्रणाली में असफलता के सबसे खराब मामला परिदृश्य और उपशमन के सबसे खराब मामला परिदृश्य पर विचार किया जाता है।

4.2 यद्यपि इन विनियमों में बाद की अनुसूची व्याख्यात्मक और निष्पादन दोनों प्रकार की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली पर लागू होती है, वर्तमान विनियम में मुख्यत: पर्याप्त ऐतिहासिक एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के अभाव में व्याख्यात्मक पहलुओं पर ध्यान केन्द्रित किया जाता है।

4.3 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की आदेशात्मक प्रकृति में जोखिम का पता लगाने, उनके परिणामों और उपशमन की प्रमाणित पद्धति हेतु स्थापित प्रक्रिया का कार्यान्वयन करने का अधिदेश दिया गया है। इसमें तकनीकी पहलुओं से संबंधित एकीकृत प्रबंधन योजना तथा परिवर्तन के प्रबंधन का आंतरिक विकास करने का भी अधिदेश दिया गया है। आज की तारीख में भारत में गैस पाइपलाइन उद्योग के विकास के आधार पर आदेशात्मक प्रकृति की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली तैयार करने पर विचार किया गया है ताकि भारत में सभी प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का कार्यान्वयन किया जा सके। इसके अलावा, प्राकृतिक गैस पाइपलाइन उद्योग के परिपक्व होने और पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009 के अनुसार पर्याप्त अभिलेख या आंकड़ा एकत्र करने पर बोर्ड द्वारा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए निष्पादन आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की सिफारिश करने हेतु एक समीक्षा प्रणाली पर विचार किया जाए।

अनुसूची

एकीकृत आकलन साधन

एकीकृत आकलन के कुछ साधन नीचे दिए गए हैं। ऑपरेटर को प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए आईएमएस प्राप्त करने हेतु जितने अधिक साधनों का इस्तेमाल करने की आवश्यकता हो, करना चाहिए। यह नोट किया जाए कि विशिष्ट माप के लिए बेसलाइन आंकड़े तत्काल गणक के रूप में ऑपरेटर के पास उपलब्ध होने चाहिए।

5.1 आंतरिक निरीक्षण

आंतरिक निरीक्षण (आईएलआई) एक एकीकृत मूल्यांकन पद्धति है जिसका उपयोग संकेतकों जैसे धातु हानि या विकृंते तथा पाइपलाइन में बाहरी और आंतरिक ह्रास का पता लगाने तथा प्रारंभिक विशेषता के लिए किया जाता है। *"प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए प्रबंधन प्रणाली अखंडता"* एएसएमई बी31.8एस, पाइपलाइन आंतरिक निरीक्षण पर अतिरिक्त दिशा-निर्देश उपलब्ध कराता है।

आंतरिक निरीक्षण साधनों में अपक्षय और विरूपण विसंगतियां जैसे डेंट पड़ने, छेद, नाली आदि का पता लगाने की क्षमता होगी। इंस्ट्रूमेंटेड पिगिंग (इंटेलिजेंट पिगिंग) या अन्य कोई प्रौद्योगिकी, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009 के प्रावधानों के अनुसार आंतरिक निरीक्षण की एकीकृत आकलन पद्धति के रूप में इस्तेमाल किया जाए।

5.2 कैथोड़िक सुरक्षा (सीपी) मॉनीटरिंग

निम्नलिखित कैथोडिक सुरक्षा मॉनीटरिंग पद्धति उपलब्ध हैं:

(i) पाइप से मृदा क्षमता सर्वेक्षण/क्लोज्ड इंटरवल पोटेंशियल लॉगिंग सर्वेक्षण।

(ii) ट्रांसफार्मर सुधारक यूनिट/कैथोडिक सुरक्षा विद्युत आपूर्ति मॉड्यूल - करंट और वोल्टेज निगरानी पद्धति।

(iii) कोटिंग स्वास्थ्य सर्वेक्षण (करंट अटेन्युएशन टेस्ट, डायरेक्ट करंट वोल्टेज ग्रैडिएंट सर्वेक्षण और पीयरसन)।

(iv) पाइपलाइन हस्तक्षेप सर्वेक्षण

5.3 निगरानी

प्रत्यक्ष एकीकृत आकलन साधनों के रूप में विभिन्न प्रभावी निगरानी पद्धतियों का उपयोग किया जा रहा है। अनुभव और संसाधन प्रबंधन के आधार पर ऑपरेटर द्वारा एक या अनेक साधनों को अपनाया जाता है, जिनमें से कुछ का ब्योरा नीचे दिया गया है:

I. प्रयोग के अधिकार की निगरानी/भूमिगत सर्वेक्षण, जिसमें मार्गाधिकार/प्रयोगाधिकार स्पष्ट रूप से दिखाई दे, मार्गाधिकार/प्रयोगाधिकार सहित अनुरक्षण दल तक पहुंच, वाल्व स्थल और अन्य पाइपलाइन सुविधाएं शामिल हैं। इससे सतही स्थितियों, रिसाव, बाहरी एजेंसियों द्वारा निष्पादित निर्माण कार्यकलाप, अतिक्रमण, वाशआउट और पाइपलाइन की सुरक्षा और प्रचालन को प्रभावित करने वाले अन्य तथ्यों में भी मदद करता है। इसके अलावा, सभी पाइपलाइन मार्करों के रखरखाव के लिए निगरानी भूमिगत सर्वेक्षण सभी पाइपलाइन विपणनकर्ताओं के अनुरक्षण, किलोमीटर पोस्ट तथा पाइपलाइन सहित अन्य विशिष्ट संकेतक चिह्नों के लिए किया जाए। इसमें निम्नलिखित शामिल हो सकते हैं:

(i) लाइन वाकर्स या वैकल्पिक सुरक्षा निगरानी प्रणाली द्वारा गश्त करना, जहां पाइपलाइन स्थल सुरक्षा की दृष्टि से सुदृढ़ हो।

(ii) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के संवेदनशील क्षेत्रों का उपग्रह दूरसंवेदी पद्धति के माध्यम से उपयोग के अधिकार की निगरानी करना।

(iii) संवेदनशील और दुर्गम क्षेत्रों उदाहरण के लिए पर्वतीय क्षेत्र और घाट क्षेत्रों आदि के उपयोग के अधिकार का हवाई सर्वेक्षण करना।

II. संवेदनशील क्षेत्रों के लिए एकीकृत निगरानी प्रणाली:

उपर्युक्त प्रणाली से विविध प्रकार की पता लगाई जाने वाली प्रणालियों का इस्तेमाल किया जा सकता है जिन्हें प्रणाली आवश्यकता के आधार पर देश के बाहर बिछाई जाने वाली पाइपलाइनों पर लागू किया जा सकता है। ऐसी पता लगाई गई प्रणाली का सामान्य ब्यौरा नीचे दिया गया है:-

1. *फाइबर ऑप्टिक्स प्रणाली:* पता लगाई गई यह प्रणाली भूकंपीय कंपन सिद्धांत पर कार्य करती है जिसे किसी प्रकार के भूभाग और मृदा में प्रयोग किया जा सकता है और इसका पाइपलाइन क्रासिंग के लिए भी प्रयोग होता है। इस प्रणाली का मुख्यत: जमीन के नीचे पाइपलाइनों के लिए इस्तेमाल किया जाता है।

2. *ग्राउंड सेंसर प्रणाली:* पता लगाई गई यह प्रणाली भूकंपीय कंपन के सिद्धांत पर भी कार्य करती है और इसका इस्तेमाल किसी भी प्रकार के भूभाग और मृदा में किया जा सकता है। ग्राउंड सेंसर प्रणाली का इस्तेमाल जमीन के नीचे और जमीन के ऊपर पाइपलाइनों के लिए किया जाता है।

3. *रडार आधारित पता लगाई गई प्रणाली:* यह प्रणाली माइक्रो वेव रेफ्लेक्शन के सिद्धांत पर कार्य करती है। यह पाइपलाइन के भूभाग पर लागू होता है जहां बड़ी लहरों का आना वर्जित होता है। तथापि, यह किसी भी प्रकार की मृदा के लिए उपयोगी होता है और इसका उपयोग विशेष रूप से जमीन के ऊपर पाइपलाइनों के लिए किया जाता है।

4. *चौतरफा सुरक्षित आंकड़ा पहुंच प्रणाली:* यह प्रणाली चारदीवारी के उल्लंघन के सिद्धांत पर कार्य करती है और यह पाइपलाइन प्रणाली सहित स्थापना करने में उपयोगी होती है। इस प्रणाली का अन्य उपयोग अत्यधिक संवदेनशील क्षेत्र में पाइपलाइन कोरिडोर सुरक्षा पाइपलाइन के लिए किया जा सकता है जहां आतंकवादी या अन्य हमला होता है।

III. जागरूकता कार्यक्रम:

मार्गाधिकार के संबंध में गांववासियों और आम जनता को ऐसा 'करें' और 'न करें' की सूची उपलब्ध करवाकर प्राकृतिक गैस के रिसाव के संभावित परिणामों से अवगत कराया जाएगा। प्रशासन और स्थानीय जनता में सुरक्षा जागरूकता का सृजन पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना की आचरण संहिता), विनियम, 2010 के प्रावधानों तथा आपदा प्रबंधन योजना के अनुसार किया जाना चाहिए।

5.4 जल परीक्षण

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009 में विनिर्दिष्ट जांच दबाव पर ही स्थापना-पूर्व चरण पर कुछ खतरों से निपटने के लिए जल परीक्षण एकीकृत आकलन के लिए उपयुक्त है।

5.5 प्रत्यक्ष आकलन और मूल्यांकन

प्रत्यक्ष आकलन पद्धति में दृश्य गैर-विनाशकारी परीक्षण (एनडीटी) शामिल है जिससे संबंधित निरीक्षण से पुन: लागू होने वाले तथा वैध निष्कर्ष तथा अन्य आनुषंगिक निष्कर्ष जैसे आकस्मिक पाइपलाइन अनावरण, पाइपलाइन क्षति तथा अन्य रखरखाव कार्यकलापों को भी एकीकृत आकलन साधनों के रूप में इस्तेमाल किया जा सकता है। प्रत्यक्ष आकलन और मूल्यांकन के लिए बाहरी जंग प्रत्यक्ष आकलन (ईसीडीए), आंतरिक प्रत्यक्ष आकलन (आईसीडीए) तथा दबाव जंग क्रैकिंग प्रत्यक्ष आकलन (एससीसीडीए) उपलब्ध साधन हैं।

5.5.1 बाहरी क्षय प्रत्यक्ष आकलन (ईसीडीए) का प्रयोग पाइपलाइन खण्डों पर बाहरी जंग खतरे से एकीकृत का निर्धारण करने के लिए इस्तेमाल किया जा सकता है। ईसीडीए प्रक्रिया के निम्नलिखित चार घटक हैं:

(क) *आकलन-पूर्व* – एकत्रित विभिन्न आंकड़े, डॉटाबेस एकीकरण और विश्लेषण को शामिल करना।

(ख) *पहचान* - डॉटाबेस के मूल्यांकन या बहिर्वेशन के आधार पर जंग लगने वाले संभावित स्थलों, या कॉल के लिए साधनों या गणना का इस्तेमाल करना।

(ग) *जांच और मूल्यांकन* - इन विनियमों की अनुसूची 6 में उपलब्ध कराए गए अनुसार चयनित स्थलों में जंग लगने की पुष्टि करने तथा सुधार के लिए खुदाई और प्रत्यक्ष आकलन करना।

(घ) मूल्यांकन *उपरांत* - यह निर्धारित करना कि क्या खुदाई करने का निर्णय पाइपलाइन खण्ड में लिया जाता है। तथापि, खुदाई निर्णय विभिन्न साधनों, प्रौद्योगिकियों इंजीनियरिंग मूल्यांकन के आधार पर किए जाते हैं, लेकिन यह काफी हद तक अन्त के स्तर पर तथा उपयोग की गई विशेषज्ञता पर निर्भर करता है।

यदि बाहरी जंग लगने के प्रत्यक्ष मूल्यांकन के कार्यान्वयन के दौरान पाइपलाइन बाहर निकल आती है तो ऑपरेटर को बाहर से जंग लगने के अलावा खतरे की दृष्टि से जांच करने (जैसे यांत्रिक और कोटिंग क्षति) की भी सलाह दी जाती है।

5.5.2 आंतरिक जंग लगने के प्रत्यक्ष आकलन (आईसीडीए) का इस्तेमाल पाइपलाइन क्षेत्र पर आंतरिक जंग लगने के खतरे की एकीकृत का पता लगाने के लिए किया जा सकता है। आईसीडीए प्रक्रिया में निम्नलिखित चार घटक होते हैं:

(क) आकलन-पूर्व
(ख) पहचान
(ग) जांच और मूल्यांकन
(घ) मूल्यांकन-उपरांत

5.5.3 दबाव जंग क्रैकिंग प्रत्यक्ष आकलन (एससीसीडीए) का पाइपलाइन खंडों पर दबाव जंग लगने के खतरे हेतु एकीकृत का निर्धारण करने के लिए इस्तेमाल किया जा सकता है। एससीसीडीए प्रकिया के निम्नलिखित चार घटक हैं:

(क) आकलन-पूर्व
(ख) पहचान
(ग) जांच और मूल्यांकन
(घ) मूल्यांकन-उपरांत

IndiaCode

5.6 बेसलाइन मूल्यों की तुलना में मोटाई का आकलन तथा आवधिक समीक्षा

जमीन के ऊपर पाइपलाइनों के सभी खण्डों की सभी पाइपलाइन स्किड्स और दबाव वेसलस, आवधिक मोटाई आकलन तथा बेसलाइन मूल्यों की दृष्टि से तुलना की जा सकती है तथा उसे एकीकृत आकलन साधन के रूप में इस्तेमाल किया जा सकता है।

पाइपलाइन प्रणाली ऑपरेटर प्रत्येक जोखिम/खतरे के लिए सर्वाधिक उपयुक्त अखंडता आकलन साधन या पद्धति तथा आकलन अंतराल का एक चार्ट बना सकता है तथा आगे ऐसे आकलन के लिए उपयुक्त विशिष्टियां और गुणवत्ता नियंत्रण योजना बना सकता है। आकलन की प्रभावकारिता स्थापित करने के बाद आकलन के अंतराल में आगे संशोधन किया जाएगा बशर्ते कि अन्य कोई संहिता की आवश्यकता हो जैसे कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए सुरक्षा मानक सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009। सुझाया गया चार्ट परिशिष्ट-III पर रखा है।

5.7 पाइपलाइन उपकरण की मॉनीटरिंग

पाइपलाइन उपकरण जैसे मुख्य लाइन खण्ड वाल्व, अन्य वाल्व, पिग लांचिंग और प्राप्ति सुविधाएं आदि की उनके प्रचालन के लिए समय-समय पर जांच की जाए।

5.8 मौजूदा पाइपलाइन कक्षा स्थल की समीक्षा:

यदि मौजूदा पाइपलाइनों सहित जन-सांख्यिकीय परिवर्तन के कारण श्रेणी का अनुभव होता है तो श्रेणी स्थल में परिवर्तनों का पता लगाने के लिए जनसंख्या घनत्व सर्वेक्षण किया जाए।

किसी पाइपलाइन में निचले से उच्च श्रेणी में पाइपलाइन के श्रेणी स्थल में परिवर्तन करने के लिए सुरक्षा मानक/एएसएमई बी31.8 सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियों में उल्लिखित प्रावधानों पर विचार किया जाएगा। उपशमन उपायों के बाद एक या अनेक निम्नलिखित उपायों पर भी विचार किया जाएगा जब तक कि इसका सुरक्षा मानकों/एएसएमई 31.8 आवश्यकता सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों के अनुसार उपशमन किया जाता है-

(क) खण्ड को संवेदनशील घोषित किया जाए तथा गश्त की आवर्ती को नए श्रेणी स्थल के अनुसार बढ़ाया जाए।

(ख) इंटेलिजेंट पिगिंग/प्रत्यक्ष आकलन आवृर्तियों को बढ़ाया जाना चाहिए।

(ग) स्थल पर सतत् आंकड़े/पीएसपी लॉगिंग के प्रावधान सहित सीपी निगरानी आवर्ती को बढ़ाया जाना चाहिए।

(घ) जंग की दर की निगरानी करने के लिए जंग निगरानी जांच की स्थापना की जानी चाहिए।

(ड.) कार्बन फाइबर रैपिंग/कंपोजिटस्लीव/सुदृढ़ स्लैब का प्रावधान करना।

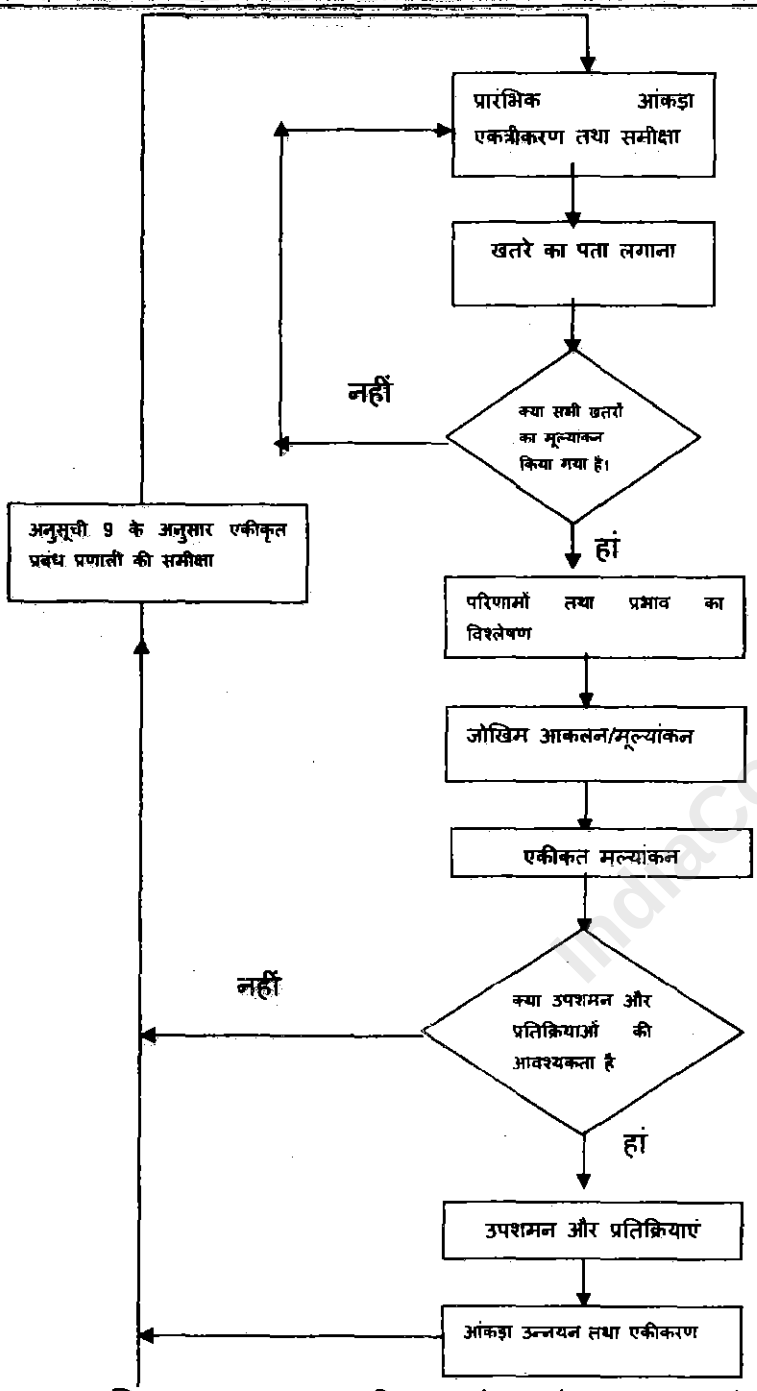
अनुसूची-6

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए लागू एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की रूपरेखा बनाना

मौजूदा और नई प्राकृतिक गैस संचरण और वितरण पाइपलाइनों के सभी ऑपरेटर एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम बनाएंगे जिसमें आवश्यक योजनाएं, कार्यान्वयन अनुसूची तथा उसके प्रभाव का आकलन करना शामिल होगा ताकि पाइपलाइनों का सुरक्षित और विश्वसनीय प्रचालन सुनिश्चित किया जा सके। यह स्वीकार किया गया है कि व्यापक पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम विस्तृत आंकड़ा संग्रह, समीकरण और विश्लेषण पर आधारित होता है। इसके अलावा, एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम को विनिर्दिष्ट पद्धतियों, प्रक्रियाओं तथा आकलन और विश्लेषण के लिए समय-सीमा या एकीकृत आकलन योजना की प्रभावकारिता के संबंध में कार्यक्रम के निष्पादन के आधार पर इनके परिणामों और उपशमन प्रयासों के अनुसार बनाए जा सकते हैं। बेसलाइन और निष्पादन आंकड़ों के अभाव में एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम को कार्यान्वित करने वाले ऑपरेटरों के लिए यह अनिवार्य होगा कि आदेशात्मक एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम को प्रारंभ में अपनाया जाए।

6.1 पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन योजना

पाइपलाइन के भाग के रूप में स्थापित सभी प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें तथा संबद्ध सुविधाओं को पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन याजना में शामिल किया जाएगा। एकीकृत प्रबंधन योजना की मूल प्रक्रिया का चक्र चित्र-1 में प्रदर्शित किया गया है तथा आगे का ब्योरा यहां नीचे दिया गया है:



चित्र-1: पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन योजना - प्रवाह रेखाचित्र

6.1.1 प्रारंभिक आंकड़ा एकत्रीकरण, समीक्षा और एकीकरण:

अभिकल्प और अभियांत्रिकी, निर्माण, स्थापना-पूर्व और पाइपलाइन परिसंपत्तियों की स्थापना, प्रचालन एवं अनुरक्षण से संबंधित आंकड़ों का निर्माण-उपरांत प्रचालन तथा पाइपलाइन प्रणाली में संभावित खतरों का पता लगाने सहित एकत्रित एकीकृत आकलन आंकड़ों सहित समीक्षा की जानी चाहिए। पाइपलाइन सहित विभिन्न कार्यकलापों जैसे गश्त, हवाई निगरानी, कैथोडिक संरक्षण (सीपी) निगरानी, उपकरणों का मासिक अनुरक्षण, आदि तथा हार्ड या सॉफ्ट विकल्पों के रूप में रखे गए अभिलेखों का निष्पादन करते समय प्रचालनात्मक और एकीकृत आकलन आंकड़ों को सतत् रूप से अद्यतन बनाया जाएगा।

6.1.2 खतरे का पता लगाना:

गैस पाइपलाइन संबंधी घटना आँकड़ों का अंतरराष्ट्रीय पाइपलाइन अनुसंधान समिति (पीआरसीआई) द्वारा विश्लेषण तथा वर्गीकरण किया गया है जो पाइपलाइन एकीकृत के खतरे के लिए 22 मूल कारणों का प्रतिनिधित्व करती है। ऑपरेटर द्वारा सूचित एक कारण 'अज्ञात' है। शेष 21 खतरों को समय की निर्भरता के आधार पर तीन समूहों में वर्गीकृत किया गया है तथा इसे आगे उनकी प्रकृति और विकास विशेषज्ञता के अनुसार संबंधित असफल प्रयासों को नौ श्रेणियों में बाँटा गया है जो निम्न प्रकार है:

(i) <u>समय आधारित खतरे</u>:

(1) बाहर जंग लगना

(2) अंदर जंग लगना

- *गैर-विशिष्टि गैस* के कारण अंदर जंग लगने पर भी विचार किया जाए।*

(3) दबाव जंग क्रैकिंग

* पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (सामान्य कैरियर या संविदा कैरियर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की पहुंच संहिता) विनियम, 2008 देखें।

(ii) <u>स्थायी खतरे</u>:

(4) विनिर्माण संबंधी दोष

i. दोषपूर्ण पाइप जोड़
ii. दोषपूर्ण पाइप

(5) वैल्डिंग/फैब्रिकेशन से संबंधित

i. दोषपूर्ण पाइप परिधि वेल्ड
ii. दोषपूर्ण फैब्रिकेशन वैल्ड
iii. मोड़ या बकल में सिकुड़न
iv. उधड़े धागे/टूटी पाइप/युग्मन असफलता

(6) उपकरण

i. गैस्केट ओ-रिंग में खराबी
ii. नियंत्रण/राहत उपकरण में खराबी
iii. सील पंप पैकिंग में खराबी
iv. विविध

(III) <u>समय की छूट से उत्पन्न खतरे</u>

IndiaCode

(7) *तृतीय पक्ष/यांत्रिक क्षति*

i. प्रथम, द्वितीय या तृतीय पक्ष द्वारा पहुंचाई गई क्षति (तुरंत/तत्काल खराबी होना)
ii. पहले से क्षतिग्रस्त पाइप (विलंबित असफलता प्रणाली)
iii. तोड़-फोड़ करना

(8) गलत प्रचालन प्रक्रिया

(9) मौसम संबंधी और बाहरी शक्ति:

i. मौसम से संबंधित
ii. बिजली गिरना
iii. भारी वर्षा या बाढ़ आना
iv. पृथ्वी में हलचल होना

उपर्युक्त के अलावा, भूमि पैटर्न के आधार पर कुछ अन्य खतरे भी हो सकते हैं:

i. खाड़ी क्षेत्र प्रभाव
ii. दलदल प्रभाव
iii. नदी के तल में हलचल होना

6.1.3 परिणाम और प्रभाव विश्लेषण:

एक बार खतरनाक घटनाओं की पहचान होने पर जोखिम विश्लेषण में अगला कदम उनके परिणामों का विश्लेषण होता है अर्थात् सभी पहचान किए गए खतरों से जनता, संपत्ति और पर्यावरण को होने वाले नुकसान की विशालता का अनुमान लगाना। इन परिणामों में रिसाव, अग्निकांड, विस्फोट, गैस का बादल बनना, आदि शामिल होता है। गणितीय मॉडल उदाहरण के लिए परिणाम मॉडल का इस्तेमाल करके परिणाम आकलन को पूरा किया जा सकता है।

उच्च-परिणाम क्षेत्र (एचसीए) की पहचान करना: उच्च-परिणाम क्षेत्रों के मानदण्ड का उपयोग करने के लिए पाइपलाइन प्रणाली के स्थलों की पहचान की जाती है। सामान्यतया ये अत्यधिक आबादी वाले क्षेत्र होते हैं जहां सुविधाओं को खाली करना कठिन होता है (जैसे अस्पताल या स्कूल), तथा ऐसे स्थल जहां भीड़ जुटती है (जैसे पूजा स्थल, कार्यालय भवन, या क्षेत्र)। संभावित प्रभाव क्षेत्र के संबंध में विस्तृत जानकारी के लिए एएसएमई बी 31.8 एस के खण्ड सं.3.2 का संदर्भ लें।

6.1.4 पाइपलाइन प्रणाली से संबद्ध जोखिम आकलन

6.1.4.1 जोखिम आकलन पद्धति का विकास करना: जोखिम आकलन प्रक्रिया में स्थल विशिष्ट अवसरों या स्थितियों या अवसरों और स्थितियों की संयुक्त रूप से पहचान की जाती है जिनसे पाइपलाइन की एकीकृत को नुकसान पहुंच सकता है, और यह इन घटनाओं की संभावना और परिणामों के बारे में बताता है।

IndiaCode

जोखिम आकलन के निम्नलिखित उद्देश्य हैं:

- एकीकृत आकलन तथा उपशमन योजना की सूची बनाने के लिए पाइपलाइन खण्ड/भाग को प्राथमिकता देना।
- उपशमन कार्यों से उत्पन्न लाभ का आकलन करना।
- पहचाने गए खतरों के लिए सर्वाधिक प्रभावी उपशमन उपायों को निर्धारित करना।
- रूपांतरित निरीक्षण अंतराल से एकीकृत प्रभाव निर्धारित करना।
- वैकल्पिक निरीक्षण पद्धति के लिए आकलन का प्रयोग या आवश्यकता
- अधिक प्रभावी संसाधन आबंटन

सभी खतरों के कारण मिश्रित जोखिम की गंभीरता पर आधारित पाइपलाइन खंड के एकीकृत आकलन को प्राथमिक बनाया जाए। किसी विशेष पाइपलाइन खण्ड के लिए मिश्रित जोखिम मूल्य विद्यमान खतरों के कारण होने वाली खराबी और परिणामों की अपेक्षित संभावना का उत्पाद है। एकीकृत आकलन करने के लिए उच्च जोखिम वाले पाइपलाइन खण्ड के लिए जोखिम प्राथमिकता स्थापित की जानी चाहिए। जोखिम को उच्च, मध्यम, निम्न (या 1,2,3) या व्यापक श्रृंखला में वर्गीकृत किया जाना चाहिए ताकि विभिन्न खण्डों में प्राथमिकताओं में अंतर किया जा सके।

ऑपरेटरों के लिए उपयुक्त माने जाने वाले जोखिम आकलन और प्राथमिकता के लिए निम्नलिखित दृष्टिकोण अपनाए जाने चाहिए:

क) विषय संबंधी विशेषज्ञ (एसएमई) की सेवाएं लेना
ख) सापेक्ष आकलन पद्धति
ग) परिदृश्य आधारित मॉडल
घ) संभावित मॉडल

ऊपर उल्लिखित जोखिम आकलन मॉडल में निम्नलिखित सामान्य विशेषताएं हैं:

(क) वे संभावित घटनाओं या स्थितियों की पहचान करते हैं जिससे प्रणाली की एकीकृत को खतरा हो सकता है।

(ख) वे संभावित खराबी और परिणामों का मूल्यांकन करते हैं।

(ग) ये जोखिम दर और विशिष्ट खतरों की पहचान करने की अनुमति देते हैं जो प्राथमिक रूप से जोखिम को प्रभावित करते हैं या चलाते हैं;

(घ) इनसे एकीकृत आकलन और/या उपशमन विकल्प का चयन होता है;

(ङ) ये डॉटा फीडबैक लूप प्रणाली उपलब्ध कराते हैं;

(च) ये जोखिम पुन: आकलन के लिए ढांचा तथा सतत् उन्नयन उपलब्ध कराते हैं।

जोखिम आकलन दृष्टिकोण के जरिए संभावना और परिणाम पर विचार करते हुए जोखिम आकलन में किसी खराबी अर्थात् रिसाव या टूटने पर विचार नहीं किया जाता। यदि खराबी की उपर्युक्त किसी मॉडल के जरिए जोखिम का पता लगते समय रिसाव या टूटने के रूप में पहचान नहीं की जा सकती तो सबसे खराब परिदृश्य पर विचार किया जाना चाहिए।

6.1.4.2 पाइपलाइन प्रणाली के लिए जोखिम आकलन

जोखिम आकलन एक सतत् और पुनरावृत्ति प्रक्रिया है। पाइपलाइन ऑपरेटरों द्वारा जोखिम मॉडल में एकत्रित हाल के आंकड़ों को शामिल करने और अद्यतन बनाने के बाद ऊपर उल्लिखित किसी पद्धति के जरिए वर्ष में कम से कम एक बार व्यापक जोखिम आकलन प्रणाली लागू की जानी चाहिए जैसे:

- प्रचालन दबाव, गैस के औसत तापमान/ओसांक बिंदु; स्वीकार्य सीमा के बाद गैस में जल तत्व में वृद्धि।
- प्रयोग के अधिकार की शर्तों में परिवर्तन जैसे अतिक्रमण, तृतीय पक्ष कार्यकलाप/जनसंख्या घनत्व; प्रमुख वाशआउट में वृद्धि।
- पाइपलाइन रिसाव/टूटने का इतिहास।
- मौजूदा रेल/सड़क/जलमार्ग क्रासिंग में नया/विस्तार करना।
- बाहरी हस्तक्षेप समस्याओं के कारण पाइपलाइन कैथोडिक संरक्षण स्तर में परिवर्तन करना।
- अन्य कोई मामला, जिससे पाइपलाइन की एकीकृत प्रभावित होती है।
- पिछले एकीकृत आकलन के परिणाम।

किसी नए खतरे की संभावना हो तो जोखिम आकलन पहले कराया जाना चाहिए। जोखिम आकलन प्रक्रिया और पद्धति की समय-समय पर समीक्षा करके उसे अद्यतन बनाया जाना चाहिए ताकि पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन योजना के उद्देश्य को सतत् रूप से प्राप्त किया जा सके।

जोखिम आकलन के परिणाम को किसी विशिष्ट खण्ड में सर्वाधिक महत्वपूर्ण खतरों के आधार पर उपयुक्त एकीकृत आकलन पद्धति का चयन करने के बाद एकीकृत आकलन करने के लिए खण्ड को प्राथमिकता देने के लिए प्रत्येक खण्ड को अवरोह क्रम में व्यवस्थित किया जाएगा।

6.1.5 एकीकृत आकलन

पाइपलाइन खण्ड की एकीकृत का आकलन करने के लिए पिछले खण्ड के अनुसार सर्वाधिक महत्वपूर्ण जोखिम और खतरे का समाधान करने और उपयुक्त एकीकृत आकलन पद्धति का निर्धारण करने के लिए एक योजना बनाई जानी चाहिए। एकीकृत आकलन के लिए निम्नलिखित पद्धतियों का इस्तेमाल किया जा सकता है:

- टी4एस मानक के अनुसार जांच दबाव की स्थापना करने से पहले हाइड्रोजन जांच करना
- इनलाइन निरीक्षण (आईएलआई)
- बाहरी और अंदरूनी जंग प्रत्यक्ष आकलन (ईसीडीए/आईसीडीए)
- पाइपलाइन निगरानी के विभिन्न रूप जैसे कि गश्त एकीकृत निगरानी प्रणाली (आईएसएस) आदि।

इन विनियमों की अनुसूची-5 में विभिन्न एकीकृत आकलन पद्धति का संक्षिप्त ब्योरा भी उपलब्ध कराया गया है।

उपयुक्त एकीकृत आकलन पद्धति का चयन सर्वाधिक महत्वपूर्ण खतरों के आधार पर किया जाना चाहिए जहां कोई विशिष्ट खण्ड अतिसंवेदनशील हो। पाइपलाइन के किसी विशिष्ट खतरे के आधार पर एक या अधिक एकीकृत आकलन पद्धतियों का इस्तेमाल किया जा सकता है।

पाइपलाइन प्रणाली का ऑपरेटर प्रत्येक खतरे और जोखिम के लिए सर्वाधिक उपयुक्त एकीकृत आकलन पद्धति का एक चार्ट बनाएगा और उसका समय-समय पर आकलन करेगा। ऑपरेटर ऐसे आकलन के लिए उपयुक्त विशिष्टियां और गुणवत्ता नियंत्रण योजना भी बनाएगा। आकलन की प्रभावकारिता स्थापित करने के बाद आकलन की समयावधि में आगे और संशोधन किया जाना चाहिए बशर्ते कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009 तथा अन्य संगत विनियम शामिल हों। सुझाया गया एक चार्ट परिशिष्ट-III पर है।

6.1.6 उपशमन और प्रतिक्रिया (मरम्मत और रोकथाम)

संबंधित निरीक्षण और कोटिंग स्वास्थ्य सर्वेक्षणों जैसे आकलन के पूरा होने के बाद परिणामों का मूल्यांकन किया जाएगा और पाइपलाइन एकीकृत के खतरे को दूर करने के लिए आवश्यक मरम्मत और सुधार कार्रवाई की जाएगी।

एकीकृत आकलन के पूरा होने के तत्काल बाद मरम्मत की एक व्यापक सूची तैयार की जाएगी। एकीकृत आकलन के जरिए खोजी गई सभी विसंगत स्थितियों का मूल्यांकन किया जाएगा तथा खराबी की गंभीरता के आधार पर उसे निम्नलिखित तीन श्रेणियों में वर्गीकृत किया जाएगा। किसी पाइपलाइन की एकीकृत के अनुसार असुरक्षित स्थिति को समाप्त करने के लिए उपशमन कार्रवाई (मरम्मत और रोकथाम) की जाएगी या यह सुनिश्चित किया जाएगा कि इस स्थिति से अगला पुनर्मूल्यांकन होने तक पाइपलाइन की एकीकृत को कोई खतरा नहीं होगा।

(क) <u>मरम्मत कार्रवाई के जरिए उपशमन</u>:

अनुसूचियों की स्थापना के समय प्रतिक्रिया को तीन समूहों में बांटा जाएगा और मरम्मत कार्रवाई निम्न प्रकार होगी:

(क) तत्काल मरम्मत स्थितियां:

ऐसा संकेत दर्शाता है कि दोष असफल बिंदु पर है। इसमें निम्नलिखित शामिल होना चाहिए जो किसी जंग लगे क्षेत्र तक ही सीमित न हो:

(i) धातु नुकसान दीवार की मोटाई के 80% के बराबर या अधिक हो।

(ii) पूर्वानुमानित असफल दबाव एएसएमई बी31जी या समकक्ष द्वारा निर्धारित अनुसार अधिकतम अनुमेय प्रचालन दबाव (एमएओपी) से 1.1 गुणा कम हो।

(iii) पता लगाई गई देशांतर सिलाई को प्रभावित करने वाली धातु नुकसान, यदि वह सिलाई प्रत्यक्ष करंट या न्यून आवर्ती वाली इलेक्ट्रिक रोधी वेल्डिंग या इलेक्ट्रिक फ्लैश वेल्डिंग से बनी हो।

(iv) पाइपलाइन पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ने वाले किसी संकेत से पाइपलाइन की मजबूती पर पड़ने वाले उनके ज्ञात या संभावित प्रभावों के आधार पर तत्काल रिसाव या दरारों के होने की संभावना है जिसमें छेद यंत्र के साथ गड्ढे भी शामिल है।

(v) अन्य कोई संभावित विफलता संकेत।

(ख) अनुसूचित स्थितियां:

ऐसा संकेत दर्शाता है कि खराबी महत्वपूर्ण है लेकिन वह विफलता बिंदु पर नहीं है। इसकी खोज के एक वर्ष के अंदर निम्नलिखित संकेतों की जांच की जानी चाहिए:-

i) विनिर्दिष्ट न्यूनतम उत्पाद सुदृढ़ता (एसएमवाईएस) के 30% या अधिक पर प्रचालन करने वाली पाइपलाइन के लिए नाममात्र पाइपलाइन व्यास के 6% से अधिक का सामान्य गड्ढा हो।

ii) पाइप की समान स्तर पर दिखाई देने वाले निशान सहित या उसके बिना यांत्रिक नुकसान।

iii) दरारों सहित गड्ढे

iv) यदि गहराई सामान्य पाइप व्यास के 2% से अधिक हो तो गड्ढों से कोमल परिधि या सिलाई वेल्ड प्रभावित होती है।

v) किसी गहराई तक गड्ढे, जो नॉन डक्टाइल वेल्ड को प्रभावित करते हों।

* अनुसूचित स्थितियों पर अधिक जानकारी के लिए एएसएमई 31.8 के पैराग्राफ 851.4 की *'स्टील पाइपलाइनों हेतु मरम्मत प्रक्रियाएं'* देखी जाएं।

(ग) निगरानी स्थितियां:

निगरानी स्थितियां दर्शाती हैं कि अगले निरीक्षण से पहले खराबी नहीं होगी। ऐसा संकेत सबसे कम गंभीर होता है और इसके लिए अगली अनुसूचित एकीकृत आकलन अंतराल

तक मूल्यांकन करने की आवश्यकता नहीं होती बशर्ते कि उनके अगले अनुसूचित आकलन से पहले महत्वपूर्ण स्तर तक विकसित होने की संभावना न हो।

(ख) <u>निवारक कार्रवाई के जरिए उपशमन:</u>

पाइपलाइन ऑपरेटर एकीकृत आकलन और उपशमन योजना को समर्थन देने के लिए समय निर्भरता और खुले खतरों को रोकने हेतु पाइपलाइन की एकीकृत की निगरानी हेतु अनुसूचित कार्यक्रम बनाएंगे।

पाइपलाइन ऑपरेटर द्वारा निगरानी योजना और आवर्ती पर निर्णय लिया जाना चाहिए बशर्ते कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009 का अनुपालन हो। कुछ योजनाएं निम्न प्रकार हैं:

(क) पाइपलाइनें और संबद्ध सुविधाओं की गश्त

(ख) प्रयोग के अधिकार का रखरखाव तथा क्रासिंग का निरीक्षण

(ग) पाइपलाइन सफाई/पिंगिंग

(घ) कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली का निरीक्षण

(ङ) कोटिंग सर्वेक्षण (बंद संभावित लॉगिंग/प्रत्यक्ष करंट वोल्टेज ग्रेडिएंट/पीयरसन/वर्तमान अटैनएुशन जांच)

6.1.7 आंकड़ों को अद्यतन बनाना, एकीकृत और सीमित करना:

प्रारंभिक एकीकृत आकलन को पूरा करने के बाद परिणामों को नरम, सख्त या दोनों रूपों में रखा जाना चाहिए जिनका प्रचालन सूचना के अलावा भावी जोखिम और एकीकृत आकलन के लिए इस्तेमाल किया जाएगा जिसे आकलन और कार्यान्वयन जोखिम उपशमन योजना के लिए सतत् आधार पर रिकार्ड किया जाता है।

6.2 <u>निष्पादन मूल्यांकन योजना</u>:

प्रत्येक पाइपलाइन ऑपरेटर उपयुक्त निष्पादन संकेतकों को परिभाषित करेगा जिसकी ऑपरेटर की पाइपलाइन परिसंपत्तियों के विभिन्न पहलुओं के एकीकृत स्तर का जायजा लेने के लिए निगरानी की जा सकती है। निष्पादन उपायों और निष्पादन मैट्रिक्स को अंतिम रूप देने के लिए एएसएमई बी31.8एस की क्रमश: तालिका सं.8 और 9 देखें। इन संकेतकों की पूर्व-परिभाषित लक्ष्यों की तुलना में आवधिक आधार पर निगरानी से एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम की प्रभावकारिता के आकलन में मदद मिलती है। निष्पादन संकेतक उपायों का सावधानीपूर्वक चयन किया जाना चाहिए ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि वे कार्यक्रम की प्रभावकारिता और परिसंपत्ति की स्थिति को तर्कसंगत ढंग से दर्शा सकें।

कोई ऑपरेटर अपनी निजी प्रणाली में प्रणाली की एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम निष्पादन की प्रणाली तथा उद्योग-व्यापी आधार पर अन्य प्रणालियों के साथ तुलना द्वारा मूल्यांकन कर सकता है।

ऐसे निष्पादन मूल्यांकन में विशिष्ट खतरे तथा संपूर्ण सुधारों पर विचार किया जाना चाहिए। किसी ध्यान दिए जाने वाले क्षेत्र पर खतरा-विशिष्ट मूल्यांकन लागू होगा जबकि समग्र उपाय एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम के अंतर्गत सभी पाइपलाइनों पर लागू होंगे।

निष्पादन संकेतक उपायों से लागू अनुसार नीचे दिए गए किसी या सभी उपाय मापे जाएंगे:

(i) प्रोसेस उपाय उदाहरण के लिए प्रति खुदाई अधिसूचना क्षति की संख्या की प्राप्ति।

(ii) प्रचालनात्मक उपाय उदाहरण के लिए महत्वपूर्ण इन-लाइन निरीक्षण विसंगतियों की संख्या।

(iii) प्रत्यक्ष एकीकृत उपाय उदाहरण के लिए पाइपलाइन लंबाई में प्रति कि.मी. क्षति की संख्या।

निष्पादन संकेतक कोई प्रमुख या लैगिंग संकेतक हो सकता है। लैगिंग उपाय प्रतिक्रियावादी होते हैं कि वे पिछले एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम निष्पादन का संकेत उपलब्ध कराते हैं। प्रमुख उपाय सह क्रियाशील होते हैं जिसमें वे यह संकेत उपलब्ध कराते हैं कि योजना का निष्पादन किस तरह से किया जाएगा।

6.2.1 निष्पादन उपाय

निष्पादन उपाय पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की सफलता का मूल्यांकन करने के लिए एक साधन के रूप में कार्य किया। निष्पादन उपाय का एक पद्धति के रूप में विकास किया गया है ताकि यह पता लगाया जा सके कि किस सीमा तक पाइपलाइन एकीकृत प्रणाली के लक्ष्यों को पूरा किया गया। निष्पादन के परिणाम दर्शाते हैं कि क्या एकीकृत प्रबंधन कार्यकलाप उपयुक्त हैं या उनमें सुधारों की आवश्यकता है। परिणामों का पाइपलाइन ऑपरेटरों द्वारा वार्षिक मूल्यांकन किया जाए, उस समय प्रत्येक निष्पादन उपाय की उपयुक्तता का मूल्यांकन किया जाएगा। निष्पादन उपायों के भाग के रूप में कुछ लक्ष्यों को संदर्भ के लिए नीचे दर्शाया जाता है। ऑपरेटर प्राथमिकताओं और विशिष्ट समस्याओं के आधार पर अपने निजी लक्ष्य निर्धारित कर सकता है।

लक्ष्य	निष्पादन उपाय
पाइपलाइन पाइप-से-मृदा क्षमता (पीएसपी) को स्वीकार्य सीमा तक बनाया रखना	पीएसपी स्तर
इन-लाइन निरीक्षण पिगिंग का निष्पादन	लागू अनुसार
रिसाव और टूटना	संख्या
विकास, प्रशिक्षण और जागरूकता कार्यक्रम	एक वर्ष में आयोजित प्रशिक्षण और जागरूकता कार्यक्रमों की संख्या

किसी प्रयोग के अधिकार का अतिक्रमण न होना	अतिक्रमणों की संख्या

उपर्युक्त निष्पादन उपायों के अलावा पाइपलाइन एकीकृत प्रणाली निगरानी रिपोर्ट में निम्नलिखित शामिल है:

- निरीक्षण की गई बनाम नियोजित निगरानी
- अतिक्रमण, बहाली, निर्माण संबंधी खामियां, उपशमन योजना तथा अन्य प्रचालन मुद्दों जैसे प्रमुख एकीकृत मुद्दे।
- पूर्ण किए गए अपेक्षित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की संख्या।
- पाई गई खराबियों की संख्या जिसके लिए मरम्मत या उपशमन अपेक्षित है।
- सूचित रिसावों की संख्या।

क्षति की घटनाओं से संबंधित निष्पादन उपायों के लिए ऑपरेटर की क्षति निवारण रिपोर्ट में निम्नलिखित बिंदुओं को प्रलेखित किया गया है:

- तृतीय पक्ष क्षति की घटनाओं तथा बाल-बाल बचने की संख्या।
- अधिसूचना के अभाव में तृतीय पक्ष द्वारा तोड़ी गई पाइपलाइनों की संख्या।
- हवाई सर्वेक्षण और निगरानी रिपोर्टें।

6.2.2 सतत सुधार

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का सतत् मूल्यांकन किया जाएगा तथा उसमें संशोधन करके पाइपलाइन डिजाइन और प्रचालन में परिवर्तनों को शामिल किया जाएगा तथा भौतिक विनियामक पर्यावरण दोनों में परिवर्तन किया जाएगा जिसमें यह प्रणाली प्रचालन करती है तथा नए प्रचालन आंकड़े या अन्य एकीकृत संबंधित सूचना शामिल होती है। यह सुनिश्चित करने के लिए सतत् मूल्यांकन करने की आवश्यकता होती है कि कार्यक्रम में सुधारी गई प्रौद्योगिकी का उपयुक्त लाभ लिया जाता है और यह कि कार्यक्रम ऑपरेटर की व्यवसाय पद्धतियों के साथ जुड़ा होता है तथा ऑपरेटर के संपूर्ण लक्ष्यों का प्रभावी ढंग से समर्थन करता है।

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का इन विनियमों की अनुसूची-9 में वर्णित आवर्ती के अनुसार मूल्यांकन और समीक्षा की जाती है। जिन मुद्दों की विशेष रूप से समीक्षा की जाएगी, परंतु यह निम्नलिखित तक सीमित नहीं होगी:

- निष्पादन उपाय,
- जांच और निरीक्षण सफलता और असफलताएं,
- नए खतरे की पहचान करना,
- पाइपलाइन ब्रेकडाउन तथा दुर्घटनाओं का बुनियादी विश्लेषण

- प्रोसेस वृद्धि/परिवर्तन (परिवर्तन प्रबंधन)
- एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के लिए संस्तुत परिवर्तन
- एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के लिए आवश्यक अतिरिक्त प्रशिक्षण आवश्यकताएं
- जन जागरूकता कार्यक्रम
- निरीक्षण साधन निष्पादन (जब कभी लागू हो)
- निरीक्षण साधन विक्रेता निष्पादन
- वैकल्पिक मरम्मत पद्धति
- निरीक्षण, जांच तथा मरम्मत के लिए स्टॉफ
- पिछला और वर्तमान आकलन परिणाम
- आंकड़ा एकीकरण तथा जोखिम आकलन सूचना
- अतिरिक्त निवारक और उपशमन कार्रवाई
- प्रचालन और निगरानी कार्मिक की प्रशिक्षण आवश्यकताएं
- आईएमपी कार्यक्रम की सफलता में सहायता हेतु आवश्यकतानुसार अतिरिक्त मदें

आंतरिक समीक्षा के परिणामों के आधार पर एकीकृत आकलन और उपशमन कार्यक्रमों में सुधार करके उनका प्रलेखन किया जाएगा।

6.3 संचार योजना

यह प्राकृतिक गैस संचरण लाइनों तथा वितरण पाइपलाइनों के ऑपरेटरों के लिए लिखित आंतरिक और बाहरी संचार कार्यक्रमों का विकास और कार्यान्वयन के लिए ढांचा उपलब्ध कराता है। सभी पाइपलाइन ऑपरेटर पाइपलाइन ऑपरेटर द्वारा शुरू किए गए एकीकरण प्रबंधन प्रयासों का प्रचार-प्रसार करने के लिए संचार योजना बनाएंगे और कार्यान्वित करेंगे तथा आंतरिक और बाहरी सूचना या आदान भी प्राप्त करेंगे। इस कार्यक्रम से वांछित श्रोताओं, संदेश तत्व, संचार आवर्ती तथा पद्धति एवं कार्यक्रम मूल्यांकन का समाधान होना चाहिए। बाहरी/आंतरिक संचार के माध्यम से प्राप्त सूचना पर जोखिम आकलन, एकीकृत आकलन तथा उपशमन के लिए विचार किया जाना चाहिए। संचार योजना में विशेषकर बाहरी और आंतरिक संचार प्रणाली की स्थापना शामिल है जो इस प्रकार है:

6.3.1 बाहरी संचार:

इसमें बाहरी एजेंसियों सहित संचार योजना शामिल होनी चाहिए, जो प्रचालक के व्यवसाय से सीधे तौर पर संबंधित नहीं होती, पाइपलाइन स्थल की जानकारी देने, क्षति रोकने संबंधी कार्रवाई करने, रिसाव की सूचना देने के लिए कंपनी से संपर्क करने की जानकारी देने तथा कोई खुदाई कार्य शुरू करने से पहले सूचना देना, ऑपरेटर वेबसाइट, चेतावनी बोर्डों, इश्तहार वितरण,

नुक्कड़ नाटकों आदि जैसे विभिन्न माध्यमों का इस्तेमाल कर सकते हैं। निम्नलिखित हितधारक एजेंसियों को लक्षित किया जाए:

(i) आरओयू के किनारे भू-मालिक और किराएदार

(ii) पाइपलाइन मार्ग के आसपास आम जनता

(iii) आपात प्रतिक्रियाबादियों के अलावा सार्वजनिक अधिकारी और सांविधिक निकाय

(iv) स्थानीय और क्षेत्रीय आपात प्रतिक्रियाबादी।

6.3.2 आंतरिक संचार:

इसमें एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम के संबंध में पाइपलाइन प्रणाली के प्रचालन और रखरखाव में शामिल कर्मचारियों और व्यक्तियों में सूचना का प्रचार-प्रसार शामिल होना चाहिए ताकि वे कार्यक्रम के उद्देश्यों और आवश्यकताओं को समझ सकें और उनका अनुपालन कर सकें। ऐसी योजना से आपातकाल के संदर्भ में सूचना और नियंत्रण के प्रवाह को पूरी तरह कवर किए जाने की भी संभावना है।

6.4 परिवर्तन प्रबंधन

पाइपलाइन प्रणाली और आसपास का परिवेश, जिसमें पाइपलाइनें प्रचालन करती हैं, प्रायः गतिशील होती हैं और प्रचालनात्मक या उनमें अन्य कोई आवश्यकता के आधार पर परिवर्तन करने की आवश्यकता होती हैं। पाइपलाइन प्रणाली में किसी परिवर्तन के कार्यान्वयन से पहले यह सुनिश्चित करने के लिए एक व्यवस्थित प्रक्रिया अपनाई जानी चाहिए कि पर्यावरण पर प्रभाव सहित पाइपलाइन एकीकृत में उनके संभावित जोखिम प्रभाव के संभावित परिवर्तन (जैसे अभिकल्प, प्रचालन या रखरखाव) का मूल्यांकन किया जाए। सभी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन ऑपरेटरों को कम से कम निम्नलिखित का समाधान करने के लिए एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम में परिवर्तन योजना के प्रबंधन को परिभाषित करना चाहिए:

(i) परिवर्तन के कारण

(ii) परिवर्तन को अनुमोदित करने वाले प्राधिकारी

(iii) प्रभावों का विश्लेषण (खतरा तथा जोखिम विश्लेषण)

(iv) प्रलेखन

(v) प्रभावित पार्टियों को परिवर्तन की सूचना देना

परिवर्तन करने के बाद उन्हें उपयुक्त अनुसार यह सुनिश्चित करने के लिए भावी जोखिम आकलन में शामिल किया जाएगा कि जोखिम आकलन प्रक्रिया से वर्तमान विन्यास, प्रचालन और रखरखाव के रूप में प्रणाली दुरुस्त हो। एकीकृत प्रबंधन योजना के उपशमन कार्यकलापों के परिणामों का प्रणाली और सुविधा डिजाइन तथा प्रचालन की जानकारी के रूप में इस्तेमाल किया जाना चाहिए।

पाइपलाइनों में परिवर्तन से पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन योजना की प्राथमिकताएं प्रभावित हो सकती हैं तथा जोखिम उपशमन उपाय नियुक्त हो सकते हैं। अभिकल्प आधार, प्रोसेस या प्रचालन संबंधी मुद्दों में कोई परिवर्तन, जिससे जोखिम दर प्रभावित हो सकती हो, को परिवर्तन प्रबंधन से होकर गुजरना होगा।

6.5 गुणवत्ता नियंत्रण

सभी कंपनियां इस मानक की आवश्यकता के अनुसार प्रलेखित प्रक्रिया और अभिलेख तैयार करेंगी तथा उनका रखरखाव करेंगी जिसे कंपनियों द्वारा रखे गए मौजूदा गुणवत्ता कार्यक्रम (उदाहरण के लिए आईएसओ-9001-2001) का हिस्सा भी बनाय जा सकता है। निम्नलिखित कार्यकलापों को गुणवत्ता नियंत्रण कार्यक्रम का हिस्सा बनाया जाना चाहिए:

(i) एकीकृत प्रबंधन योजना, प्रक्रियाओं तथा अभिलेखों के लिए अपेक्षित दस्तावेजों की पहचान तथा रखरखाव करना। इसमें नियंत्रित और नियंत्रणयुक्त दोनों दस्तावेज शामिल होते हैं।

(ii) कार्यक्रम, प्रलेखन के कार्यान्वयन आदि के लिए भूमिका और जिम्मेदारियों को परिभाषित करना।

(iii) एकीकृत प्रबंधन योजना की समीक्षा करना तथा पूर्व-परिभाषित अंतराल की सिफारिश का कार्यान्वयन करना।

(iv) एकीकृत प्रबंधन योजना को कार्यान्वित करने वाले व्यक्तियों को प्रशिक्षण देना तथा जागरुक करना।

(v) एकीकृत प्रबंधन योजना तथा गुणवत्ता योजना की आवधिक आंतरिक लेखा-परीक्षा करना।

(vi) एकीकृत प्रबंधन योजना या गुणवत्ता योजना में सुधार करने के लिए की गई सुधारात्मक कार्रवाई या अपेक्षित कार्रवाई का प्रलेखन करना।

पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की आंतरिक लेखा-परीक्षा नियमित आधार पर की जाएगी। लेखा-परीक्षा का प्रयोजन इन विनियमों में दर्शाई गई अनुसार नीतियों और प्रक्रियाओं का अनुपालन सुनिश्चित करना है। की गई सिफारिशों और उपचारी कार्रवाई का प्रलेखन किया जाएगा तथा उसे पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में शामिल किया जाएगा।

प्रचालन शीर्ष दल द्वारा नामित लेखा-परीक्षा समूह द्वारा वर्ष में कम से कम एक बार आंतरिक लेखा-परीक्षा की जाती है। आंतरिक लेखा-परीक्षा का उद्देश्य यह सुनिश्चित करना होता है कि एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के ढांचे का पालन किया जा रहा है।

संपूर्ण एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की किसी आंतरिक और बाहरी लेखा-परीक्षा के लिए निम्नलिखित अनिवार्य मदों पर ध्यान केन्द्रित किया जाएगा:

- यह सुनिश्चित करना कि बेसलाइन योजना को अद्यतन बनाया जा रहा है और अनुपालन किया जा रहा है तथा बेसलाइन निरीक्षण किए जाते हैं।

- शिक्षा अर्हता (परिशिष्ट-IV) पर आधारित प्रचालन एवं निगरानी कार्मिकों तथा ठेकेदारों की अर्हता, आंतरिक या बाहरी कार्यक्रम के माध्यम से प्राप्त औपचारिक प्रशिक्षण, प्रदर्शित व्यावहारिक दक्षता तथा संगत क्षेत्रों में अनुभव रिकार्डों का सत्यापन करना। मार्गदर्शन के लिए एएसएमई बी31क्यू देखें।
- लिए गए निर्णयों के समर्थन में पर्याप्त दस्तावेज उपलब्ध कराना।
- यह पता लगाना कि क्या वार्षिक निष्पादन उपाय किए गए हैं।
- सभी तत्वों के लिए लिखित एकीकृत प्रबंधन नीति और कार्यक्रम।
- लिखित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली प्रक्रिया तथा कार्य विवरण अद्यतन हों तथा तुरंत उपलब्ध हों।
- एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के अनुसार कार्यकलाप निरुपित किए जाते हैं।
- प्रत्येक कार्य के लिए एक जिम्मेदार व्यक्ति दिया गया हो।
- सभी अपेक्षित कार्यकलापों का प्रलेखन किया जाता है।
- सभी कार्य मदें या गैर-निष्पादन के समयबद्ध ढंग से बंद कर दिया जाता है।
- प्रयुक्त जोखिम मानदण्ड की समीक्षा तथा प्रलेखन किया गया हैं।
- निवारण, उपशमन तथा मरम्मत मानदण्ड स्थापित, पूर्ण तथा प्रलेखित किए गए हों।

अनुसूची-7

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस) का अनुमोदन:

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज के रूप में एक प्रबंधन योजना है जो प्रचालक के कर्मचारियों, ग्राहकों, विनियामक प्राधिकारियों, आदि के बारें में बताती है कि ऑपरेटर तथा उसकी परिसंपत्तियों का प्रबंधन कैसे किया जाता है, जिसमें निम्नलिखित का उल्लेख किया जाता है:

(i) परिसंपत्ति के प्रत्येक पहलू तथा उसके प्रबंधन के लिए कौन जिम्मेदार है;

(ii) तथ्यों और उद्देश्यों को प्राप्त करने के लिए क्या नीतियां और प्रक्रियाएं हैं;

(iii) इन्हें कैसे कार्यान्वित किया जाता है;

IndiaCode

(iv) [illegible] कैसे लागू किया जाता है और;

(v) संपूर्ण प्रणाली की नियमित रूप से कैसे समीक्षा तथा लेखा-परीक्षा की जाती है।

पहली बार आईएमएस दस्तावेज का अनुमोदन कंपनी के बोर्ड द्वारा किया जाएगा। हालांकि समीक्षा प्रत्येक तीन वर्षों में की जाएगी, अनुमोदन कंपनी के सीईओ/पूर्णकालिक निदेशक द्वारा किया जाएगा। प्रबंधन के सभी स्तरों द्वारा इसके तत्वों का अनुपालन किया जाएगा। आने वाले समय में एकीकृत प्रणाली का रखरखाव करने के लिए लाभ के संबंध में कंपनी के अंदर और बाहर सभी की आवश्यक जागरूकता का भी सृजन किया जाएगा।

प्रलेखन को निम्नलिखित तीन स्तरों तथा छः चरणों में तैयार किया जाएगा।

7.1 [illegible] अनुमोदन:

- चरण # 1: आंतरिक दस्तावेज [illegible] द्वारा तैयार किया जाए
- चरण #2: आंतरिक दस्तावेज की शीर्ष या परामर्शक प्रमुख द्वारा जांच की जाए
- चरण #3: कंपनी के प्रबंधन दस्तावेज [illegible] द्वारा अंतरिम रूप से अनुमोदन किया जाए।
- चरण #4: तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसी (टीपीआईए) द्वारा विनियम सहित आईएमएस दस्तावेजों की अनुरूपता।

7.2 [illegible] और वित्तीय गैर वित्तीय नियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी) द्वारा स्वीकृति

- चरण #5: बोर्ड द्वारा स्वीकृति

7.3 [illegible] अनुमोदन

- चरण #6: बोर्ड द्वारा पहली बार कार्यान्वयन हेतु एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज को अनुमोदन देना तथा कंपनी के सीईओ या पूर्णकालिक निदेशक द्वारा बाद में आवधिक समीक्षा करना।

टिप्पणी: उपर्युक्त खंड सं. 7.1 में विनिर्दिष्ट अनुसार विधिवत अनुमोदित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज के अनुमोदन से संबंधित एक प्रमाण-पत्र बोर्ड को प्रस्तुत किया जाएगा कि पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन [illegible] समय पर बोर्ड द्वारा जारी विभिन्न विनियमों की आवश्यकताओं के अनुसार है और इसे कंपनी के सीईओ या पूर्णकालिक निदेशक द्वारा अनुमोदित कर दिया जाता है।

अनुसूची 8

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की कार्यान्वयन अनुसूची

क्र.सं.	कार्यकलाप	समय अनुसूची
1.	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009 का अनुपालन।	हां/नहीं, इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से 1 माह के अंदर पुष्टि।
2.	एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज तैयार करना तथा कंपनी के प्रचालन दल के प्रमुख द्वारा अनुमोदन।	इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से 1 वर्ष।
3.	तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसी द्वारा विनियम सहित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज की पुष्टि करना।	कंपनी के प्रचालन दल के प्रमुख के अनुमोदन की तारीख से 3 माह।
4.	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड को एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज प्रस्तुत करना।	तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसी द्वारा एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की पुष्टि से 1 माह।
5.	कंपनी द्वारा कार्यान्वयन हेतु अनुमोदन	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज को स्वीकार करने के 3 माह के अंदर।
6.	कार्यान्वयन का प्रारंभ	उपर्युक्त क्र.सं. 5 के अनुमोदन के तत्काल बाद।
7.	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड को अनुपालन विवरण प्रस्तुत करना।	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड को 1 वर्ष के अंदर प्रस्तुत किया जाएगा।

टिप्पणी : अनुसूची-7 में उल्लेख किए गए अनुसार कार्यान्वयन के उपायों का अनुपालन किया जाएगा।

IndiaCode

अनुसूची-9

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समीक्षा

9.1 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समीक्षा की अवधि

कंपनियां निम्नलिखित के आधार पर प्रत्येक 3 वर्ष में अपनी मौजूदा एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समीक्षा करेंगी:

(i) संशोधित बेसलाइन आंकड़े

(ii) विभिन्न विभागों से महत्वपूर्ण आदान

9.2 आंतरिक और बाहरी लेखा-परीक्षा की समीक्षा करना

प्रचालन चरण के दौरान निम्नलिखित लेखा-परीक्षा का आयोजन करके इन विनियमों के प्रावधानों का अनुपालन सुनिश्चित करने की कोई प्रणाली होनी चाहिए:

(क) पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा उपलब्ध कराई गई प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की जांच सूची के अनुसार आंतरिक लेखा-परीक्षा ऑपरेटर के प्रबंधन द्वारा प्रतिवर्ष कराई जाएगी।

(ख) पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड की विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार तृतीय पक्ष की बाहरी लेखा-परीक्षा (ईए) को बोर्ड द्वारा प्रत्येक 3 वर्ष में अनुमोदित किया जाएगा।

अनुसूची-10

<u>परियोजना के विभिन्न चरणों में पदस्थ जनशक्ति की पर्याप्तता</u>

कंपनी को परियोजना के विभिन्न चरणों, नामत: अभिकल्प, निर्माण, स्थापना, प्रचालन एवं रखरखाव के लिए जनशक्ति की आवश्यकता को पूरा करना होगा।

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली तैयार करने वाली कंपनी को अपने वर्तमान और भावी प्रचालनों की जनशक्ति आवश्यकता को पूरा करना चाहिए। ऐसी जनशक्ति की अर्हता **परिशिष्ट-IV** में दी गई शर्तों के अनुरूप होनी चाहिए।

परिशिष्ट-I

संदर्भ

पाइपलाइन एकीकृत से संबंधित मानक प्रचालन और रखरखाव प्रक्रिया के संदर्भ में दस्तावेज प्रचालन एवं रखरखाव कार्मिक को ध्यान में रखते हुए बनाए जाने चाहिए। इनमें से कुछ का संदर्भ के लिए नीचे उल्लेख किया गया है:

- पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009;
- पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना आचरण संहिता) विनियम, 2010;
- एएसएमई बी31.8 - गैस संचरण तथा वितरण पाइपिंग प्रणाली;
- एएसएमई बी31.8एस - गैस पाइपलाइनों की प्रणाली एकीकृत का प्रबंधन करना
- एएसएमई बी31 क्यू - पाइपलाइन कार्मिक अर्हता
- एएसएमई बी31 जी – जंग लगी पाइपलाइनों की शेष क्षमता का निर्धारण करने के लिए नियमावली।
- गैस अनुसंधान संस्थान - 00/0189 - प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों से संबंध उच्च परिणाम क्षेत्रों के आकार का मॉडल।

IndiaCode

परिशिष्ट-II

महत्वपूर्ण कार्यकलाप कार्यान्वयन अनुसूची

क्र.सं.	महत्वपूर्ण कार्यकलाप	समय - अनुसूची
1.	कैथोडिक सुरक्षा (सीपी) निरीक्षण	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009 के अनुसार।
2.	पिगिंग/इंटेलिजेंट पिगिंग	
3.	पर्यवेक्षण	
4.	कोटिंग सर्वेक्षण	
5.	जल परीक्षण	
6.	जीआईएस मानचित्रण कार्यान्वयन	2 वर्ष
7.	रिसाव का पता लगाने की प्रणाली का कार्यान्वयन	2 वर्ष

परिशिष्ट-III

विशिष्ट खतरों के संबंध में एकीकृत आकलन पद्धति के चयन हेतु सुझाया गया चार्ट

खतरा समूह	खतरा	एकीकृत आकलन पद्धति	आकलन अवधि
(क) समय-निर्भरता			
	बाहरी जंग	आंतरिक निरीक्षण, बाहरी क्षरण प्रत्यक्ष आकलन	अधिकतम 10 वर्ष **
	आंतरिक जंग	आंतरिक निरीक्षण, आंतरिक क्षरण प्रत्यक्ष आकलन	अधिकतम 10 वर्ष **
	दबाव जंग क्रैकिंग	आंतरिक निरीक्षण, प्रत्यक्ष आकलन	अधिकतम 10 वर्ष **
(ख) स्थिर			
क) विनिर्माण संबंधी खामियां	पाइप परिधि में खराबी	जल-परीक्षण (निर्माण उपरांत), आंतरिक निरीक्षण	स्थापना के पर्व या जब कभी आवश्यकता हो।
	खराब पाइप		
ख) वेल्डिंग/फैब्रिकेशन से संबंधित	खराब पाइप परिधि वेल्ड		
	खराब फैब्रिकेशन वेल्ड		
	तुड़ा-मुड़ा बेंड या बकल	कैलिपर पिगिंग/ इलेक्ट्रॉनिक गेजिंग पिगिंग (ईजीपी)	
	निकले धागे/टूटी पाइप	दृश्य जांच/गैस रिसाव सर्वेक्षण	
ग) उपकरण	गैस्केट/ओ-रिंग में खराबी	दृश्य जांच/गैस रिसाव सर्वेक्षण	
	नियंत्रण/राहत उपकरण में खराबी	दृश्य जांच/गैस रिसाव सर्वेक्षण	
	सील पंप की पैकिंग न होना	दृश्य जांच/गैस रिसाव सर्वेक्षण	
(ग) समय में छूट			
क) तृतीय पक्ष/यांत्रिक क्षति	प्रथम, द्वितीय, या तृतीय पक्षों से हुई क्षति (तत्काल/तुरंत खराबी)	जन शिक्षा (देखें संचार योजना और निवारक कार्रवाई), गश्त, आरओडब्ल्यू अनुरक्षण, बाहरी सुरक्षा	मासिक/तिमाही
	पहले से क्षतिग्रस्त पाइप (खराब प्रणाली में विलंब)	उपर्युक्त + रिसाव सर्वेक्षण, पुनर्वास	
	विध्वंस	उपर्युक्त सभी	

(ख) संरचना संचालन	जांचित परिचालन प्रक्रिया	लेखा-परीक्षा अनुपालन	
(क) ऑनलाइन संबंधित जांची जानेवाली	जोखिम से संबंधित	रिसाव सर्वेक्षण, पर्यवेक्षण	जब कभी आवश्यकता हो।
	[illegible]	सर्ज डायवर्टर	
	आग्नेय पर्वत का खड्ड आना	उछाल-रोधी निरीक्षण, पर्यवेक्षण	
	भूमि में हलचल	दबाव मॉनीटरिंग, रिसाव सर्वेक्षण	
	दर्रा क्षेत्र प्रभाव	निगरानी, दर्रे के निकट पाइप से मृदा क्षमता सर्वेक्षण, रिसाव सर्वेक्षण, उछाल-रोधी निरीक्षण, एकीकृत निगरानी प्रणाली	
	कीचड़/मंदला क्षेत्र प्रभाव	निगरानी, पाइप से मृदा क्षमता सर्वेक्षण, रिसाव सर्वेक्षण, कैथोडिक सुरक्षा निगरानी, सुरक्षा निगरानी, एकीकृत पर्यवेक्षण प्रणाली	जब कभी आवश्यकता हो।
	नदी तल हलचल	निगरानी, पाइप से मृदा क्षमता सर्वेक्षण, रिसाव सर्वेक्षण, कैथोडिक सुरक्षा निगरानी, उछाल रोधी निरीक्षण, एकीकृत पर्यवेक्षण प्रणाली	जब कभी आवश्यकता हो।

(ङ) कुछ या सभी महत्वपूर्ण एकीकृत आकलन पद्धतियों को इन विनियमों की अनुसूची-5 में संक्षेप में दर्शाया गया है।

(च) आंतरिक निरीक्षण की आवर्ती पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2009 के अनुसार होगी।

अनुसूची-IV

परियोजना चरण तथा निगरानी एवं प्रबंधन चरण में क्षेत्रीय कार्मिक के लिए न्यूनतम अर्हता और अनुभव

अनशासन	चरण-I	चरण-II	चरण-III
		पर्यवेक्षण स्तर	ऑपरेटर स्तर
यांत्रिक	यांत्रिक इंजीनियरिंग में डिग्री	यांत्रिक इंजीनियरिंग में डिप्लोमा + कम से कम 1 वर्ष का अनुभव	प्रचालन के संबंधित क्षेत्र में आईटीआई तथा कम से कम 1 वर्ष का अनुभव।
धातु उद्योग	धातु उद्योग इंजीनियरिंग में डिग्री	धातु उद्योग इंजीनियरिंग में डिप्लोमा + पाइपलाइन जंग नियंत्रण में कम से 1 वर्ष का अनुभव।	प्रचालन के संबंधित क्षेत्र में आईटीआई तथा कम से कम 1 वर्ष का अनुभव।
इंस्ट्रूमेंटेशन और नियंत्रण।	आईएण्डसी/इलेक्ट्रॉनिक इंजीनियरिंग में डिग्री	आईएण्डसी/इलेक्ट्रॉनिक में डिप्लोमा + कम से कम 1 वर्ष का अनुभव	प्रचालन के संबंधित क्षेत्र में आईटीआई तथा कम से कम 1 वर्ष का अनुभव।
इलेक्ट्रॉनिक्स और संचार	इलेक्ट्रॉनिक्स या संचार इंजीनियरिंग में डिग्री	इलेक्ट्रॉनिक्स या संचार इंजीनियरिंग में डिप्लोमा + एससीएडीए में कम से कम 1 वर्ष का अनुभव।	प्रचालन के संबंधित क्षेत्र में आईटीआई तथा कम से कम 1 वर्ष का अनुभव।
इलेक्ट्रिकल	इलेक्ट्रिकल इंजीनियरिंग में डिग्री	इलेक्ट्रिकल इंजीनियरिंग में डिप्लोमा + कम से कम 1 वर्ष का अनुभव।	प्रचालन के संबंधित क्षेत्र में आईटीआई तथा कम से कम 1 वर्ष का अनुभव।
अग्नि और सुरक्षा	एफ एण्ड एस इंजीनियरिंग में समकक्ष डिग्री	एफएण्डएस इंजीनियरिंग में डिप्लोमा/कम से कम 1 वर्ष का अनुभव	भारी वाहन ड्राइविंग लाइसेंस सहित अग्नि जल पंपों तथा फायर टेंडर में फायरमैन पाठ्यक्रम उत्तीर्ण तथा प्रचालन में दक्षता/प्रचालन के संगत क्षेत्र में कम से कम 1 वर्ष का अनुभव।
सिविल	सिविल इंजीनियरिंग में डिग्री	सिविल इंजीनियरिंग में डिप्लोमा + कम से कम 1 वर्ष का अनुभव	प्रचालन के संबंधित क्षेत्र में आईटीआई तथा कम से कम 1 वर्ष का अनुभव

टिप्पणी: प्रत्येक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में एसएमई (विषय मामला विशेषज्ञता) होगी जिसमें न्यूनतम 5 वर्ष के संगत अनुभव सहित ऊपर उल्लिखित किसी विषय में अर्हता हो।

रतन पी. वातल, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असाधारण/188/12]

PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD

NOTIFICATION

New Delhi, the 5th November, 2012

F. No. Infra/IM/NGPL/1/2010.—In exercise of the powers conferred by Section 61 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Act, 2006 (19 of 2006), the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board hereby makes the following regulations, namely :—

1. Short title and commencement.

(1) These regulations may be called the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for Natural gas pipelines) Regulations, 2012.

(2) They shall come into force on the date of their publication in the Official Gazette.

2. Definitions.

(1) In these regulations, unless the context otherwise requires,-

(a) "Act" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006;

(b) "Board" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board established under sub-section (1) of section 3 of the Act;

(c) "natural gas pipeline" means the pipeline as defined under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural gas pipelines) Regulations, 2008;

(d) "operator" means an entity that operates natural gas pipeline network with the authorization of the Board;

(e) "risk" means the risk as defined under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP) Regulations, 2010;

(f) "risk analysis" means the risk analysis as defined under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP) Regulations, 2010;

IndiaCode

(g) "risk assessment" means the risk assessment analysis as defined under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP) Regulations, 2010;

(h) "risk management" means the risk management as defined under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP) Regulations, 2010;

(i) "spur-line" means a pipeline as defined in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determining Capacity of Petroleum and Petroleum Products and Natural Gas Pipeline) Regulations, 2010;

(j) "Subject Matter Expert (SME)" means an individual who possesses knowledge and experience in the process or discipline he represents as per ASME B 31Q;

(k) "right of use (ROU) or right of way (ROW)" means the area or portion of land within which the pipeline operator or owner has acquired the right through the relevant provisions of law or in accordance with the agreement with the land owner or agency having jurisdiction over the land to lay and operate the natural gas pipelines;

(l) "integrated surveillance system" means the pipeline surveillance for third party encroachment activities along ROU. This may use optical fiber cable, microwaves and satellite as communication systems and could be integrated with SCADA's data;

(2) Words and expressions used and not defined in these regulations, but defined in the Act or in the rules or regulations made thereunder, shall have the meanings respectively assigned to them in the Act or in the rules or regulations, as the case may be;

3. Applicability.

These regulations shall apply to all the entities laying, building, operating or expanding natural gas pipelines.

4. Scope.

These regulations shall cover all the existing and new natural gas transmission pipelines, spur lines, sub-transmission pipelines (STPL) and dedicated pipelines. This includes the associated facilities required for transportation of natural gas

IndiaCode

through pipelines that is terminals, intermediate pigging facilities, compressor stations, sectionalizing valves etc.

The materials and specifications followed shall be in accordance with Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural gas pipeline) Regulations, 2009.

5. Objective.

(1) These regulations outline the basic features and requirements for developing and implementing an effective and efficient integrity management plan for natural gas pipeline system.

(2) These regulations are intended to-

(a) evaluate the risk associated with natural gas pipelines and effectively allocate resources for prevention, detection and mitigation activities;

(b) improve the safety of natural gas pipelines so as to protect the personnel, property, public and environment;

(c) have streamlined and effective operations to minimize the probability of Natural gas pipeline failure.

6. Integrity Management System.

The development and implementation of Integrity Management System for the natural gas pipelines shall be as described in SCHEDULE-1 to SCHEDULE-10 of these regulations.

7. Default and consequences.

(1) Compliance to the provisions of these regulations shall be done through implementation schedule as described in these regulations at Schedule-7 and Schedule-8 in conjunction with Appendix-II.

(2) In case of any shortfall in achieving the implementation schedule of Integrity Management System as specified in these regulations, the enfities shall be liable to face the following consequences, namely:-

(i) the entity shall be required to complete each activity within the specified time limit and if there is any deficiency in achieving in one or more of the activities, the entity shall submit a mitigation plan within the time limit for acceptance of the Board and make good all short comings within the time agreed by the Board. If the

India Code

entity fails to complete activities within the specified time limit by the Board, relevant penal provisions of the Act shall apply;

(ii) in case the entity fails to implement the approved Integrity Management System, the Board may issue a notice to defaulting entity allowing it a reasonable time to implement the provisions of Integrity Management System. In case the entity fails to comply within the specified time, the relevant provisions of the Act and regulations shall apply.

8. **Requirement under other laws.**

It shall be necessary to comply with all statutory rules, regulations and Acts in force as applicable and obtain requisite approvals from the relevant competent authorities for the natural gas pipeline.

9. **Miscellaneous.**

(1) Through these regulations the uniform application of Integrity Management System is to be ensured for all natural gas pipelines.

(2) Entity operating and maintaining natural gas pipelines shall have the qualified manpower as per three tier structure as indicated in Appendix-IV.

(3) These regulations either on suo-motu basis or on the recommendation of concerned sub-committee of natural gas pipelines shall be reviewed by the Board.

10. Power to remove difficulties.

In the event of the problem faced by the entity in implementing the provisions contained in these regulations, the entity may approach Board for necessary dispensation.

SCHEDULES
(see regulation 6)

SCHEDULE-1

OBJECTIVE

The objective of Pipeline Integrity Management System is to maintain integrity of natural gas pipelines at all times to ensure public safety, protect environment and ensure availability of pipeline to transport gas without interruptions and also minimize business risks associated with accidents and losses. The availability of the Integrity Management System will allow professionals and technicians engaged in integrity tasks to have clearly established work aims and targets in the short, medium and long term, which undoubtedly will enhance their efficiency and satisfaction to attain them.

The Integrity Management System will enable the natural gas pipeline transporter to select an identified system for implementation such that the Integrity Management System will be uniform for all natural gas pipeline entities within the country.

An effective Integrity Management System shall be:

- Ensuring the quality of natural gas pipeline integrity in all areas which have potential for adverse consequences.
- Promoting a more rigorous and systematic management of natural gas pipeline integrity and mitigating the risk;
- Increasing the general confidence of the public in the operation of natural gas pipeline.
- Optimizing the life of the natural gas pipeline with the inbuilt incident investigation and data collection including review by the entity.

SCHEDULE–2

INTRODUCTION TO THE INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM (IMS)

2.1 Every natural gas pipeline operator's primary focus shall be on operation and maintenance of natural gas pipeline in such a way that it would continuously provide un-interrupted services to customers with utmost reliability and safety without any untoward incident which can adversely impact the environment.

2.2 A pipeline Integrity Management System shall provide a comprehensive and structured framework for assessment of pipeline condition, likely threats, risks assessment and mitigation actions to ensure safe and incident free operation of the pipeline system.

2.3 Such a comprehensive integrity management system shall essentially comprise the following elements:

- **Integrity Management Plan (IMP):** This encompasses collection and validation of data, assessment of spectrum of risks, risk ranking, assessment of integrity with respect to risks, risks mitigation, updation of data and reassessment of risk.
- **Performance evaluation of IMP:** This is a mechanism to monitor the effectiveness of integrity management plan adopted and for further improvement.
- **Communication Plan:** This covers a structured plan to regulate information and data exchange within and amongst the internal and external environment.

- **Management of Change:** This is the process to incorporate the system changes (technical, physical, procedural and organization changes) into integrity management plan to update the integrity management plan.
- **Quality Control:** This is the process to establish the requirements of quality in execution of the processes defined in the integrity management plan.

Note: These elements have further been detailed in Schedule-6.

SCHEDULE-3

DESCRIPTION OF NATURAL GAS PIPELINE SYSTEM

3.1 **PHYSICAL DESCRIPTION:** Description of natural gas pipeline should include specific description of the pipelines, compressors, valves with respect to design specifications, length, major installations details such as:

3.1.1 Trunk Pipeline
3.1.2 Spur-pipelines
3.1.3 Sectionalizing Valve Stations
3.1.4 Intermediate Pigging Stations
3.1.5 Tap-Off Stations
3.1.6 Compressor Stations
3.1.7 Control Stations
3.1.8 Electrical System depending upon Captive power generation or Grid-power.
3.1.9 Cathodic Protection System
3.1.10 SCADA
3.1.11 Safety Equipments
3.1.12 Delivery Stations

3.2 **OTHER DESCRIPTION:**

3.2.1 ROU Details-ROU width and constraints, if any

3.2.2 Interfaces with other operators' facilities or pipelines, if any;

3.2.3 Historical background of the natural gas pipeline and major modifications and additions carried out in the system, if any;

3.2.4 List of the consumers served by the pipelines;

3.2.5 Inspection updates;

3.2.6 Incident reporting;

3.2.7 Statement of compliance with Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipeline) Regulations, 2009;

3.2.8 Statutory compliances.

SCHEDULE–4

SELECTION OF APPROPORIATE INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM

4.1 Integrity Management System for natural gas pipelines could employ either a performance based Integrity Management System or a prescriptive type Integrity Management System. Whereas, natural gas pipeline industry has gathered a reasonably good experience of pipeline operations and as such pipeline industry is fairly mature, a performance based Integrity Management System are appreciated globally. However, where pipeline systems are in developing stage, a prescriptive type Integrity Management System is recommended. Whereas, the performance based Integrity Management System recognizes the experience of the entity which has been operating the pipeline but the prescriptive type Integrity Management System is more rigorous as it considers the worst case scenario of the failures in the pipeline systems and, therefore, worst case scenario for mitigation.

4.2 Though subsequent schedule in these regulations apply to both prescriptive and performance based type of Integrity Management System, present regulations mainly focus on prescriptive aspects in absence of adequate historical Integrity Management System data.

4.3 A prescriptive type of Integrity Management System mandates the implementation of an established process for addressing the risks, their consequences and proven methods for mitigation. It also mandates the in-house development of Integrity Management Plan and Management of Change pertaining to technical aspects. Based on the development of gas pipeline industry in India till date, the preparation of prescriptive type Integrity Management System has been considered for implementation to all natural gas pipelines in India. Further, as the natural gas pipeline industry matures and gathers sufficient records or data as per the requirements prescribed in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications Including Safety Standards for Natural gas pipelines) Regulations, 2009, a review mechanism may be considered by the Board for recommending a Performance Based Integrity Management System for Natural gas pipeline.

SCHEDULE-5

INTEGRITY ASSESSMENT TOOLS

Some of the tools for Integrity assessment are provided below. The operator should use as many tools necessary to achieve the IMS for natural gas pipeline. It may be noted that the baseline data for specific measurement should be available with the operator as a ready-reckoner:

5.1 In-Line Inspection

In-line inspection (ILI) is an integrity assessment method used to locate and preliminarily characterize indications such as, metal loss or deformation, as well as external and internal corrosion in a pipeline. ASME B31.8 S "*Managing System Integrity for Natural gas pipelines*" provides additional guidance on pipeline in-line inspection.

Internal inspection tools shall have capability of detecting corrosion and deformation anomalies viz. dents, gouges, grooves, etc. Instrumented Pigging (Intelligent Pigging) or any other technology that can provide a level of integrity assessment equivalent to In-line inspection in accordance with provisions of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural gas pipelines) Regulations, 2009 may be employed as Integrity Assessment Method.

5.2 Cathodic Protection (CP) Monitoring

Following cathodic protection monitoring methods are available:

(i) Pipe to Soil Potential Survey / Closed Interval Potential Logging Survey.
(ii) Transformer Rectifier Unit / Cathodic Protection Power Supply Module - current and voltage monitoring method
(iii) Coating Health Surveys (Current Attenuation Test, Direct Current Voltage Gradient survey and Pearson)
(iv) Pipeline Interference Survey

5.3 Surveillance

Various effective surveillance methods are being used as direct integrity assessment tools. Based upon the experience and resource management, one or multiple tools may be followed by the operator; some of them are detailed as under:

I. **Patrolling / Ground Survey** of the Right of Use which includes Line Walk for ensuring clear visibility of Right of Way/Right of use, access to maintenance crew along the Right of Way/Right of use, valve locations

and other pipeline facilities. This also helps to observe surface conditions, leakage, construction activity performed by external agencies, encroachments, washouts and any other factors affecting the safety and operation of the pipeline. Also, patrolling ground survey may be done for maintenance of all pipeline markers, kilometer posts and other specific indication marks along the pipeline. This may also include:

(i) Night patrolling by Line walkers or alternative security surveillance system where the pipeline location is vulnerable from security point of view

(ii) Right of Use tracking through satellite imaging methods for critical stretches of natural gas pipeline system

(iii) Aerial survey of Right of Use at critical and in-accessible stretches e.g. hilly regions and Ghat sections etc.

II. Integrated Surveillance System for critical stretches :

The above system may use various types of detection systems which may be employed for cross country pipelines based on the system requirements. The general details on such detection system are given below:-

1. Fiber Optics System: This detection system works on seismic vibration principle which may be employed for any kind of terrain and soil and is useful for pipelines crossings. This system is primarily used for buried pipelines.

2. Ground Sensor System: This detection system also works on seismic vibration principle and may also be used for any kind of terrain and soil. Ground sensor system may be used for buried pipelines as well as above ground pipelines.

3. Radar based detection system: This system works on the principle of micro wave reflection. It is applicable for pipeline terrain where large undulation is restricted. However, this may be useful for any kind of soil and preferably used for above ground pipelines.

4. Fence secure data access system: This system works on the principle of violation of boundary and is useful in installation along the pipeline system. The other use of this system could be for pipeline corridor securing pipeline in very sensitive area where there are attacks by terrorists or otherwise.

III. Awareness Programme:

Villagers and general public along the right of way shall be made aware of the possible consequences of natural gas leaks by providing a list of Do's and Don'ts. Safety awareness among the administration and local

public may be created as per the disaster management plan in accordance with the provisions of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan), Regulations, 2010.

5.4 HYDROTESTING

Hydro testing is appropriate for integrity assessment when addressing certain threats at the pre-commissioning stage itself at test pressure specified in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural gas pipelines) Regulations, 2009.

5.5 DIRECT ASSESSMENT AND EVALUATION

Direct assessment methods that include visual Non-Destructive Testing (NDT) examination to reinforce and validate findings from in-line inspection and other incidental findings, like during incidental pipeline exposure, pipeline damages and other maintenance activities may also be employed as an Integrity Assessment tools. External Corrosion Direct Assessment (ECDA), Internal Corrosion Direct Assessment (ICDA) and Stress Corrosion Cracking Direct Assessment (SCCDA) are the available tools for direct assessment and evaluation.

5.5.1 External Corrosion Direct Assessment (ECDA) can be used for determining integrity for the external corrosion threat on pipeline segments. The ECDA process has the following four components:

(a) *Pre-assessment*- incorporating various data gathering, database integration and analysis

(b) *Identification* - using either tools or calculations to flag possible corrosion sites, or calls, based on the evaluation or extrapolation of the database

(c) *Examinations and evaluations* - excavation and direct assessment to confirm corrosion at the identified sites and remediation as provided in Schedule 6 of these regulations.

(d) *Post-assessment* - to determine if dig call decision are taken on a pipeline segment. However, Call decisions are driven by various tools, technologies, or engineering evaluations, but are highly dependent on the level of experience and expertise utilized.

While implementing External Corrosion Direct Assessment if the pipe is exposed, the operator is advised to conduct examinations for threats other than that for external corrosion also (like mechanical and coating damages).

5.5.2 Internal Corrosion Direct Assessment (ICDA) can be used for determining integrity for the internal corrosion threat on pipeline segments. The ICDA process has the following four components.

(a) Pre-assessment
(b) Identifications
(c) Examinations and evaluations
(d) Post-assessment

5.5.3 Stress Corrosion Cracking Direct Assessment (SCCDA) can be used for determining integrity for the stress corrosion threat on pipeline segments. The SCCDA process has the following four components.

a) Pre-assessment
b) Identification
c) Examinations and evaluations
d) Post-assessment

5.6 Thickness assessment and periodic review against baseline values

For all sections of the pipelines above ground, all pipeline skids and pressure vessels, a periodic thickness assessment and comparison with baseline values may be done and employed as Integrity Assessment tool.

The operator of a pipeline system shall develop a chart of most suited integrity assessment tool or method and assessment interval for each threat/risk and further develop appropriate specifications and quality control plan for such assessment. After establishing effectiveness of assessment, the interval of assessment may be further modified subject to any other code requirement such as Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for natural gas pipelines) Regulations, 2009. A suggested chart is placed at APPENDIX –III

5.7 Pipeline equipment Health Monitoring

Pipeline equipment such as main line sectionalizing valves, other valves, pig launching and receiving facilities etc. may be checked periodically for their operation.

5.8 Review of existing pipeline Class Locations:

If class location changes are perceived due to demographic changes along the existing pipelines, population density survey may be carried out to ascertain the changes in class location.

To address the changes in class location of a pipeline from lower to higher class, the provisions mentioned in Technical Standards and Specifications including Safety Standards /ASME B31.8 shall be considered. The one or multiple following mitigation measures may also be considered till same is mitigated as per Technical Standards and Specifications including Safety Standards /ASME B 31.8 requirements -

a) Section to be declared as vulnerable and frequency of patrolling to be increased as per new class location.
b) Intelligent pigging/ Direct Assessment frequencies to be increased.
c) CP monitoring frequencies to be increased including provision of continuous data/PSP logging at the location.
d) Corrosion monitoring probes to be installed to monitor the corrosion rate.
e) Provision of carbon fiber wrapping/ composite sleeves/ concrete slabs.

SCHEDULE–6

DESIGNING APPLICABLE INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM FOR THE NATURAL GAS PIPELINE:

All operators of existing and new natural gas transmission and distribution pipelines shall develop an integrity management programme comprising the necessary plans, implementation schedule and assessment of its effectiveness in order to ensure safe and reliable operation of the pipelines. It is recognized that the comprehensive pipeline integrity management programme is based on continuous exercise of extensive data collection, assimilation and analysis. Further, an integrity management programme can be devised on specified methods, procedures and time intervals for assessment and analysis or on the basis of performance of the programme with regard to efficacy of integrity assessment plan, its results and mitigation efforts. For operators implementing an integrity management programme in the absence of base line and performance data, it may become imperative to adopt a prescriptive integrity management programme initially.

6.1 Pipeline integrity management Plan

All natural gas pipelines and associated facilities installed as a part of pipeline shall be covered in pipeline integrity management plan. The cycle of basic processes of integrity management Plan is illustrated in Figure 1 and further detailed hereunder:

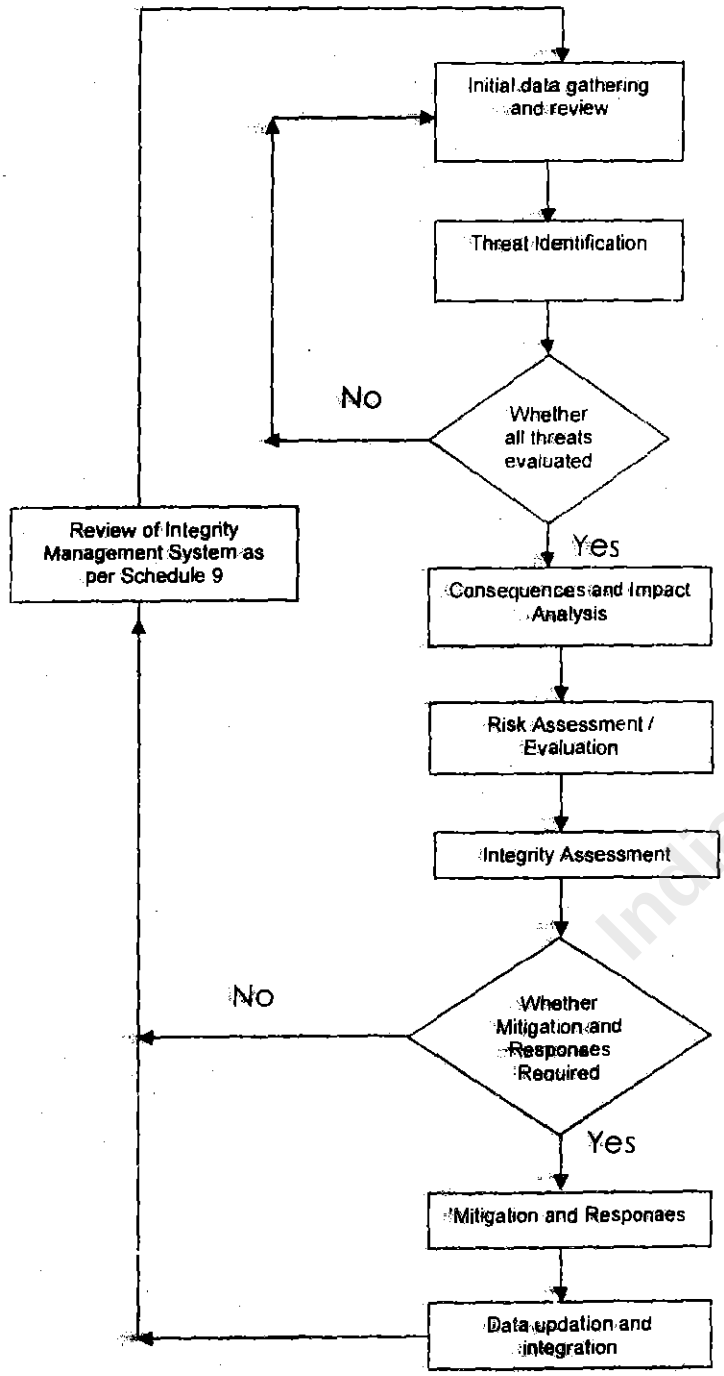


Figure-1: Pipeline Integrity Management Plan - Flow Diagram

6.1.1 Initial Data gathering, review and integration:

Data related to design and engineering, construction, pre-commissioning and commissioning of pipeline assets, operation and maintenance shall

be gathered and reviewed along with post-construction operational and integrity assessment data gathered to identify the potential threats along the pipeline system. Operational and integrity assessment data will be continuously updated while performing various activities along the pipeline such as patrolling, aerial surveillance, Cathodic Protection (CP) monitoring, monthly maintenance of equipments etc. and records maintained either hard or soft options.

6.1.2 Threat identification:

Gas pipeline incident data analyzed and classified by Pipeline Research Committee International (PRCI) represents 22 root causes for threat to pipeline integrity. One of the causes reported by the operator is "unknown". The remaining 21 threats have been classified into three groups based on time dependency and further in to nine categories of related failure types according to their nature and growth characteristic as below:

(I) **Time Dependent Threats:**

1) External Corrosion

2) Internal Corrosion

- ***Internal corrosion due to off spec. gas* also to be considered***

3) Stress Corrosion Cracking

**Refer the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Access Code for Common Carrier or Contract Carrier Natural gas pipelines) Regulations, 2008.*

(II) **Stable Threats:**

4) Manufacturing related defects

i. Defective pipe seam

ii. Defective pipe

5) Welding /fabrication related

i. Defective pipe girth weld

ii. Defective fabrication weld

iii. Wrinkle bend or buckle

iv. Stripped threads /broken pipe /coupling failure

6) Equipment

i. Gasket O-ring failure

ii. Control/relief equipment malfunction

IndiaCode

iii. Seal pump packing failure

iv. Miscellaneous

(III) Time independent Threats:

7) Third party /mechanical damage:

i. Damage inflicted by first, second or third party (instantaneous /immediate failure)

ii. Previously damaged pipe (delayed failure mode)

iii. Vandalism

8) Incorrect operational procedure

9) Weather related and outside force:

i. Weather related
ii. Lightening
iii. Heavy Rains or Floods
iv. Earth Movements

Besides the above, certain other threats may be applicable based upon the land pattern

i. Creek area effects
ii. Muddy land effects
iii. River bed movements

IndiaCode

6.1.3 Consequence and Impact Analysis:

Once the hazardous events are identified, the next step in the risk analysis is to analyse their consequences, that is, estimate the magnitude of damage to the public, property and environment of all the identified threats. These consequence may include leak, fire, explosion, gas cloud etc. Consequence estimation can be accomplished by using mathematical models e.g. consequence modelling.

Identification of High-consequence area (HCA): Locations along the pipeline system meeting the criteria for High-Consequence Areas are identified. Generally, these are high-population-density areas, difficult-to-evacuate facilities (such as hospitals or schools), and locations where people congregate (such as places of worship, office buildings, or fields). Clause no. 3.2 of ASME B 31.8 S may be referred for detailed information regarding potential impact area.

6.1.4 Risk assessment specific to pipeline system

6.1.4.1 Developing a Risk Assessment Model: Risk assessment process identifies the location-specific events or conditions, or combination of events and conditions that could lead to loss of pipeline integrity, and

provides an understanding of the likelihood and consequences of these events.

The risk assessment has the following objectives:

- Prioritization of pipeline sections/segments for scheduling integrity assessment and mitigation plan
- Assessment of the benefits derived from mitigation actions
- Determination of the most effective mitigation measures for the identified threats
- Assessment of the integrity impact from modified inspection intervals
- Assessment of the use of or need for alternative inspection methodology
- More effective resource allocation

Pipeline sections may be prioritized for integrity assessment based on severity of composite risk due to all threats. The composite risk value for particular pipeline section is product of relative likelihood of failure and consequences altogether due to all applicable threats. Risk priority shall be established for pipeline sections observed with high risk to organize the integrity assessment. The risk may simply be categorized as high, medium, low (or 1, 2, 3) or larger range, to differentiate the priorities among various sections.

Following approaches for risk assessment and prioritization may be adopted or deemed suitable to the Operators:

a) Utilizing the services of Subject Matter Experts (SMEs)
b) Relative Assessment Model
c) Scenario –Based Model
d) Probabilistic Models

The risk assessment models mentioned above have following common features:

(a) They identify potential events or conditions that could threaten system integrity;
(b) They evaluate likelihood of failure and consequences;
(c) They permit risk ranking and identification of specific threats that primarily influence or drive the risk;
(d) They lead to the identification of integrity assessment and/or mitigation option;
(e) They provide for a data feedback loop mechanism;
(f) They provide a structure and continuous updating for risk reassessments

Risk assessment considering the likelihood and consequences through risk assessment approaches may not consider the extent of failure that is leak or rupture. If failure cannot be identified as leak or rupture while assessing the risk through any of the above models, a worst case scenario may be considered.

6.1.4.2 Risk Assessment for the pipeline system:

The risk assessment is continuous and repetitive process. System wide risk assessment shall be carried out at least every year by pipeline operators through any of the methodology mentioned above after incorporating and updating the recently captured data in risk model such as :

- Increase in Operating Pressure, average temperature/dew point of gas, water content in gas beyond acceptable limits.
- Changes in Right of Use conditions like development of encroachments, increase in third party activities/ population density, major washouts.
- Pipeline Leak/rupture history.
- Addition of new /expansion of the existing railway/road/waterway crossings.
- Changes to pipeline cathodic protection levels due to external interference problems.
- Any other issues which may affect the integrity of pipeline.
- The results of previous integrity assessments.

The risk assessment may be performed earlier if any new threat is perceived. The risk assessment process and method shall be reviewed and updated periodically to achieve the objective of pipeline integrity management plan consistently.

The result of risk assessment shall be arranged in descending order for each section for prioritizing the section for conducting integrity assessment after selecting the appropriate integrity assessment method based on most significant threats to particular section.

6.1.5 Integrity Assessment:

A plan shall be developed to address the most significant threats and risks as per previous section and determine appropriate integrity assessment methods to assess the integrity of the pipeline segment. The following methods can be used for Integrity Assessment:

- Hydro testing before commissioning at test pressure as per T4S standard
- Inline inspection (ILI)
- External & Internal Corrosion Direct Assessment(ECDA/ICDA)
- Various forms of pipeline surveillance and monitoring e.g. patrolling Integrated Surveillance System (ISS) etc.

Brief description of various Integrity Assessment methods has also been provided in Schedule-5 of these regulations.

Selection of appropriate integrity assessment method shall be based on most significant threats to which particular segment are susceptible. One or more integrity assessment methods can be used depending upon the threats to particular segment of pipeline.

The operator of a pipeline system shall develop a chart of most suited integrity assessment method and assessment interval for each threat and risk. The operator shall further develop appropriate specifications and quality control plan for such assessment. After establishing effectiveness of assessment, the interval of assessment may be further modified subject to the requirements under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural gas pipeline) Regulations, 2009 and other relevant Regulations. A suggestive chart is placed at Appendix –III.

6.1.6 Mitigation and Response (Repair and Prevention)

After the completion of assessment like inline inspection and coating health surveys, the results shall be evaluated and the necessary repairs and preventive actions shall be undertaken to eliminate the threat to pipeline integrity.

Immediately upon completion of integrity assessment, a comprehensive schedule of repair shall be prepared. All anomalous conditions discovered through the integrity assessment shall be evaluated and classified under the following three categories based on severity of defect. Mitigation action (repair and prevention) shall be undertaken to eliminate an unsafe condition to the integrity of a pipeline or to ensure that the condition is unlikely to pose a threat to the integrity of the pipeline until the next reassessment.

(A) <u>Mitigation through Repair Actions:</u>

At the time of establishing schedules, responses shall be divided into three groups and repair actions shall be as follows:

(a) **Immediate repair conditions:**

Such indication shows that defect is at failure point. This shall include but not limited to any corroded area having -

i) Metal loss equal to or more than 80% of wall thickness.

ii) Predicted failure pressure less than equal to 1.1 times the maximum allowable operating pressure (MAOP) as determined by ASME B31G or equivalent.

iii) Metal loss indication affecting a detected longitudinal seam, if that seam was formed by direct current or low frequency electric resistance welding or by electric flash welding.

iv) Any indication of adverse impact on the pipeline expected to cause immediate or near term leaks or ruptures based on their known or perceived effects on the strength of pipeline which include dents with gouges.

v) Any near term failure indication.

(b) **Scheduled conditions:**

Such indication shows that defect is significant but not at failure point. Following indications shall be examined within one year of discovery:

i) A plain dent that exceeds 6% of nominal pipeline diameter for pipeline operating at or above 30% of Specified Minimum Yield Strength (SMYS).

ii) Mechanical damage with or withouf concurrent visible indentation of the pipe.

iii) Dent with cracks.

iv) Dent that affect ductile girth or seam welds if the depth is in excess of 2% of the nominal pipe diameter.

v) Dents of any depth that affect non ductile welds.

* For more information on scheduled conditions," *Repair Procedures for Steel Pipelines*" paragraph 851.4 of ASME 31.8 may be referred.

IndiaCode

(c) **Monitored conditions:**

Monitored conditions show that defect will not fail before next inspection. Such indications are the least severe and will not require examination and evaluation until next scheduled inlegrity assessment interval provided that they are not expected to grow to critical level prior to the next scheduled assessment.

(B) <u>Mitigation through</u> <u>Preventive Actions:</u>

The pipeline operator shall develop scheduled programme for monitoring the integrity of the pipeline to prevent from time dependent and independent threats to support the integrity assessment and mitigation plan.

The monitoring scheme and frequency should be decided by the pipeline operator subject to compliance of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural gas pipeline) Regulations, 2009. The few schemes are as follows:

(a) Patrolling of pipelines and associated facilities
(b) Maintenance of Right of Use and inspection of Crossings

(c) Pipeline Cleaning / Pigging
(d) Inspection of cathodic protection system
(e) Coating Survey (Closed Potential Logging / Direct Current Voltage Gradient / Pearson/Current Attenuation Test)

6.1.7 Update, integrate and review data:
After the initial integrity assessments are completed, the results shall be maintained in soft, hard or both versions which will be used for future risk and integrity assessments in addition to operational information that is recorded on continuous basis for assessments and implementing risk mitigation plan.

6.2 Performance Evaluation Plan:

Every pipeline operator shall define suitable performance indicators which can be monitored to give a picture of the integrity levels of various aspects of the operator's pipeline assets. Refer ASME B 31.8S table no 8 and 9 for finalizing performance measures and performance matrix respectively. Monitoring of these indicators on a periodic basis against pre-defined targets helps to assess the effectiveness of Integrity Management programme. Performance indicator measures should be selected carefully to ensure that they can reasonably indicate the effectiveness of programme and health of the assets.

An operator can evaluate a system's integrity management programme performance within their own system and also by comparison with other systems on an industry-wide basis.

Such performance evaluation should consider both threat-specific and aggregate improvements. Threat-specific evaluations may apply to a particular area of concern, while overall measures apply to all pipelines under the integrity management programme.

Performance indicator measures may measure either or all of the below as applicable:

(i) Process measures e.g. number of damages per excavation notification received.
(ii) Operational measures e.g. number of significant In-line Inspection anomalies.
(iii) Direct integrity measures e.g. number of damages per km. of pipeline length.

A performance indicator may be either leading or lagging indicator. Lagging measures are reactive in that they provide an indication of past integrity management programme performance. Leading measures are proactive in that they provide an indication of how the plan may be expected to perform.

6.2.1 Performance Measures

Performance measures serve as a tool for evaluating the success of the pipeline Integrity Management System. The performance measures have been developed as a method to gauge the extent to which the pipeline Integrity Management System goals have been met. Performance results demonstrate whether integrity management activities are appropriate or require improvements. The results may be evaluated annually by the pipeline operators, at which time the appropriateness of each performance measure will be assessed. Some of the goals as part of performance measures are illustrated below for reference. The operator may set their own goals depending on priorities and specific problems.

Goals	Performance Measure
To maintain pipeline Pipe-to-Soil Potential (PSP) within acceptable limits	PSP Level
Execution of In-line Inspection pigging	As applicable
Leakage and ruptures	Number
Development, Training and Awareness programmes	Number of training and awareness programmes conducted in a year
No Right of Use encroachments	Number of encroachments

In addition to the above performance measures, the pipeline Integrity System Monitoring Report includes the following:

- Patrolling Inspected vs. Planned.
- Key Integrity issues such as encroachments, restoration, constructional deficiencies, mitigation plan and any operational issues.
- The number of Integrity Management System required activities completed.
- The number of defects found requiring repair or mitigation.
- The number of leaks reported.

For performance measures relating to damage events, the following points are documented in the Operator's Damage Prevention Report:

- The number of third party damage events and near misses.
- The number of pipeline hits by third parties due to lack of notification.
- Aerial surveillance and patrolling reports.

6.2.2 Continuous Improvement

The Integrity Management System shall be continuously evaluated and modified to accommodate changes in pipeline design and operation, changes in both the physical and regulatory environment in which the system operates and new operating data or other integrity related information. Continuous evaluation is required to make sure that the programme takes appropriate advantage of improved technology and that the programme remains integrated with the operator's business practices and effectively supports the operator's integrity goals.

Integrity Management System shall be evaluated and reviewed as per the frequency described in Schedule-9 of these regulations. Issues that would typically be reviewed may include, but are not limited to:

- Performance measures.
- Testing and inspection successes and failures.
- New threat identification.
- Root cause analysis of pipeline breakdowns and accidents.
- Process enhancement / changes (Management of Change).
- Recommended changes for the Integrity Management System.
- Additional training requirements necessary to support Integrity Management System.
- Public awareness programme.
- Inspection tool performance (whenever applicable).
- Inspection tool vendor performance.
- Alternative repair methods.
- Staffing for inspections, testing and repairs.
- Past and present assessment results.
- Data integration and risk assessment information.
- Additional preventive and mitigating actions.
- Training needs of O&M personnel.
- Additional items as necessary to aid in the success of the IMP programme.

Based on results of the internal reviews, integrity assessment and mitigation programme shall be improved and documented.

IndiaCode

6.3 Communication Plan:

This provides a framework for developing and implementing a written internal and external communication programme for operators of natural gas transmission lines and distribution pipelines. All pipeline operators shall develop and implement a communication plan to disseminate the integrity management efforts undertaken by pipeline operator and also to receive internal and external information or input. This programme must address intended audiences, message content, communication, frequencies and methods and programme evaluation. The information received through external/internal communication should be considered for risk assessment, integrity assessment and mitigation. The communication plan typically comprises, establishment of external and internal communication system as follows:

6.3.1 External Communication:

This should cover the communication plan with external agencies, which are not directly related with operator's business, for propagating information regarding presence of pipeline location, damage preventing actions, company contact information for reporting leakage and informing before carrying out any excavation etc. The various means such as web site, warning boards, pamphlet distribution, street plays etc. can be utilized by operators for this purpose. The following external agencies may be targeted:

(I) Land owner and tenants along the Right of Use.
(II) General Public near pipeline route.
(III) Public officials and statuary bodies other than emergency responders.
(IV) Local and regional emergency responders.

6.3.2 Internal Communications:

This should cover the dissemination of the information to employees and persons involved in operation and maintenance of pipeline system regarding integrity management programme to understand and comply with the programme objectives and requirements. Such a plan is also expected to fully cover the flow of information and controls in response to emergencies.

6.4 Management of Change:

Pipeline systems and the surrounding environment in which pipelines operate are often dynamic and need changes depending upon operational or any other requirement. Prior to implementation of any changes to pipeline system, a systematic process shall be adopted to ensure that prospective changes

(such as design, operation, or maintenance) are evaluated for their potential risk impacts to pipeline integrity including impact on environment. All natural gas pipeline operators shall define a management of change plan in integrity management programme to at least address the following:

(i) Reason for Changes

(ii) Authority to approve changes

(iii) Analysis of implications (threat and risk analysis)

(iv) Documentation

(v) Communication of changes to affected parties

After implementation of changes, they shall be incorporated, as appropriate, into future risk assessment to ensure that the risk assessment process addresses the systems as currently configured, operated, and maintained. The results of the Integrity Management Plan's mitigation activities should be used as feedback for systems and facilities design and operation.

Changes to the pipelines could affect the priorities of the pipeline Integrity Management Plan and the risk mitigation measures employed. Any change in design basis, process or operational issue that can affect the risk rating has to be routed through Management of Change.

IndiaCode

6.5 Quality Control

All the entities shall prepare and maintain documented procedure and records as per the requirement of this standard which can also be made part of existing quality programme (e.g. ISO-9001-2001) maintained by the entities. The following activities shall be made part of quality control programme:

(i) Identifying and maintaining the documents required for Integrity management plan, procedures and records. This includes both controlled and uncontrolled documents.

(ii) Defining roles and responsibilities for implementation of programme, documentation etc.

(iii) Reviewing of Integrity Management Plan and implementation of recommendation at predefined interval.

(iv) Training and awareness of persons implementing the Integrity management plan.

(v) Periodic internal Audit of integrity management plan and quality plan.

(vi) Documentation of corrective actions taken or required to be taken to improve the integrity management plan or quality plan.

Internal Audits of the Pipeline Integrity Management System shall be performed on a regular basis. The purpose of the audits is to ensure compliance with the policies and procedures as outlined in these regulations. Recommendations and corrective actions taken shall be documented and incorporated into the Pipeline Integrity Management System.

Internal audits are conducted by the audit group nominated by Head of the Operations Team of the entity at least once in a year. Internal audits aim to ensure that the Integrity Management System's framework is being followed.

The following essential items will be focused for any internal and external audit of the entire Integrity Management System:

- Ensure that the Baseline Plan is being updated and followed and that the baseline inspections are carried out.
- Verify qualifications of O&M personnel and contractors based on education qualification (Appendix-IV), formal training received through in-house or external programme, demonstrated practical skills, and experience records in the relevant areas. Refer ASME B31Q for guidance.
- Ensure adequate documentation is available to support decisions made.
- Determine if annual performance measures have been achieved.
- A written integrity management policy and programme for all elements
- Written Integrity Management System procedures and task descriptions are up to date and readily available.
- Activities are performed in accordance with the Integrity Management System.
- A responsible individual has been assigned for each task.
- All required activities are documented.
- All action items or non-conformances are closed in a timely manner.
- The risk criteria used have been reviewed and documented.
- Prevention, mitigation and repair criteria have been established, met and documented.

SCHEDULE 7

APPROVAL OF INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM (IMS):

A Natural gas pipeline Integrity Management System is a management plan in the form of a document that explains to operator's employees, customers, regulatory authorities, etc., as to how the operator and its assets are managed, by stating:

(i) who is responsible for each aspect of the asset and its management;
(ii) what policies and processes are in place to achieve targets and goals;
(iii) how they are implemented;
(iv) how performance is measured and;
(v) how the whole system is regularly reviewed and audited.

For the first time the approval of the IMS document shall be done by the Board of the entity. While during review to be done every three years, the approval shall be done by CEO / Full time Director of the company and all levels of management shall comply with its contents. Necessary awareness shall also be created within and outside the company regarding benefits to the society for up keeping of the pipeline system for all times to come.

Preparation of the document shall be done in following three stages and six steps:

7.1 MANAGEMENT APPROVAL:

- **Step#1:** Prepared by In-house team or Consultant
- **Step#2:** Checked by In-house team Head or Consultant head
- **Step#3:** Provisionally approved by Head of Operation team of the entity
- **Step#4:** Conformity of IMS document with the Regulation by Third Party Inspection Agency (TPIA)

7.2 ACCEPTANCE BY PETROLEUM & NATURAL GAS REGULATORY BOARD (PNGRB)

- **Step#5:** Acceptance by the Board

7.3 APPROVAL FOR IMPLEMENTATION

- **Step#6:** Approval of Integrity Management System document for implementation by the Board for the first time and approval of subsequent periodic review by CEO or Full time Director of the entity.

Note: A certificate regarding the approval of Integrity Management System document duly approved as specified at clause no. 7.1 above shall be submitted to the Board that the Pipeline Integrity Management system is in line with the requirements of the various regulations issued by the Board from time to time and has been approved by the CEO or full time Director of the company.

SCHEDULE-8

IMPLEMENTATION SCHEDULE of Integrity Management System:

Sr. No.	Activities	Time Schedule
1	Compliance with Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and specifications including Safety Standards for Natural gas pipelines) Regulations, 2009	YES/NO confirmation within 1 month from date of notification of these regulations
2	Preparation of Integrity Management System document and approval by Head of Operation team of the entity.	1 year from date of notification of these regulations
3	Conformity of Integrity Management System document with regulation by Third Party Inspection Agency.	3 months from the approval by Head of Operation team of the entity.
4	Submission of Integrity Management System document to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board	1 month from the conformity of Integrity Management System by Third Party Inspection Agency
5	Approval for implementation by the entity	Within 3 months from the acceptance of Integrity Management System document by Petroleum and Natural Gas Regulatory Board
6	Start of Implementation	Immediately after approval at Sr. No. 5 above
7	Submission of Compliance Statement to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board	Shall be submitted within 1 year to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board

Note: Steps for implementation to be followed as described in Schedule-7

SCHEDULE-9

REVIEW OF THE INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM

9.1 Periodicity of review of Integrity Management System

Entities shall review their existing Integrity Management System every 3 years based upon the:

(i) Revised Baseline data

(ii) Critical Inputs from various departments

9.2 Review of Internal and External Audit

There shall be a system for ensuring compliance to the provisions of these regulations by conducting following audits during operation phase:

(a) Internal Audit as per the checklist for natural gas pipelines provided by Petroleum and Natural Gas Regulatory Board shall be carried out by the management of operator every year.

(b) External Audit (EA) by third party, approved by the Board, as per the methodology specified by the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board every 3 years.

IndiaCode

SCHEDULE-10

Adequacy of Manpower positioned at different stage of project

Entity will have to address the requirement of manpower for different stages of project, namely: Design, construction, commissioning, operation and maintenance.

The entity which is preparing Integrity Management System should address the manpower requirement for its present and future operations. The qualification of such manpower shall conform to **Appendix-IV.**

APPENDIX-I

REFERENCES

Reference documents of Standard Operation and Maintenance procedures related to Pipeline Integrity may be developed for use of O&M personnel. Some of them are mentioned below for reference:

- Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural gas pipelines) Regulations, 2009;
- Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of practices for Emergency Response and Disaster Management Plan) Regulations, 2010;
- ASME B31.8-Gas Transmission and Distribution Piping Systems;
- ASME B31.8S – Managing System Integrity of Gas Pipelines;
- ASME B31 Q- Pipeline Personnel Qualification
- ASME B31G - Manual for Determining Remaining Strength of Corroded Pipelines.
- Gas Research Institute - 00/0189 - A model for sizing high consequence areas associated with natural gas pipelines

IndiaCode

APPENDIX-II

CRITICAL ACTIVITIES IMPLEMENTATION SCHEDULE

S/N	CRITICAL ACTIVITY	TIME SCHEDULE
1	Cathodic Protection (CP) Inspection	As per Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for natural gas pipelines) Regulations, 2009
2	Pigging/Intelligent Pigging	
3	Surveillance	
4	Coating Survey	
5	Hydro-testing	
6	GIS Mapping Implementation	2 years
7	Leak Detection System Implementation	2 years

APPENDIX-III

SUGGESTIVE CHART FOR SELECTION OF INTEGRITY ASSESSMENT METHOD* WITH RESPECT TO SPECIFIC THREAT

Threat Group	Threat	Integrity Assessment Method*	Assessment interval
(A)Time-Dependent			
	External Corrosion	Inline inspection, External Corrosion Direct Assessment	Max.10 year**
	Internal Corrosion	Inline inspection, Internal Corrosion Direct Assessment	Max.10 year**
	Stress Corrosion Cracking	Inline inspection, Direct Assessment	Max.10 year**
(B) Stable			
a) Manufacturing related defects	Defective Pipe Seam	Hydro-test (Post Construction), Inline inspection	Before commissioning or as and when required
	Defective Pipe		
b) Welding / Fabrication related	Defective Pipe Girth Weld		
	Defective fabrication Weld		
	Wrinkle bend or buckle	Caliper Pigging / Electronic Gauging Pigging (EGP)	
	Stripped threads/broken pipe	Visual Examination / Gas Leakage Survey	
c) Equipment	Gasket / O-ring Failure	Visual Examination / Gas Leakage Survey	
	Control / Relief equipment malfunction	Visual Examination / Gas Leakage Survey	
	Seal pump packing failure	Visual Examination / Gas Leakage Survey	
(C)Time-Independent			
a)Third Party / Mechanical Damage	Damage inflicted by first, second, or third parties (Instantaneous / Immediate failure)	Public Education (See Communication Plan & preventive actions), Patrolling, ROW Maintenance, External Protection	Monthly /quarterly
	Previously damaged pipe (delayed failure mode)	Above + Leakage Survey, Rehabilitation	
	Vandalism	All above	
b)Incorrect Operations	Incorrect Operational procedure	Compliance Audits	

c) Weather Related and Outside Forces	Weather related	Leakage survey, Surveillance	As and when required
	Lightning	Surge diverters	
	Heavy rains or floods	Anti-buoyancy inspection, Surveillance	
	Earth Movements	Strain monitoring, Leakage survey.	
	Creek Area Effects	Surveillance, Pipe to Soil Potential surveys near creek, Leakage survey, Anti-Buoyancy Inspection, Integrated Surveillance System	As and when required
	Muddy/Marshy area effects	Surveillance, Pipe to Soil Potential surveys, Leakage survey, Cathodic Protection monitoring, Integrated Surveillance System	As and when required
	River Bed Movements	Surveillance, Pipe to Soil Potential surveys, Leakage survey, Cathodic Protection monitoring, Anti-Buoyancy Inspection, Integrated Surveillance System	As and when required

*** Some of the Important Integrity Assessment Methods have been briefed in Schedule-5 of these regulations**

**** Inline inspection frequency to be as per Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for natural gas pipelines) Regulations, 2009**

APPENDIX-IV

Minimum Qualification and Experience for Field Personnel in Project Phase as well as O&M Stage

Discipline	Tier-I	Tier-II	Tier-III
		Supervisor Level	Operator Level
Mechanical	Degree In Mechanical Engineering	Diploma In Mechanical Engineering + at least 1 year of Experience	ITI with at least 1 year experience in the relevant field of operation
Metallurgical	Degree In Metallurgical Engineering	Diploma In Metallurgical Engineering + at least 1 year of Experience in Pipeline corrosion control	ITI with at least 1 year experience in the relevant field of operation

Instrumentation & Control	Degree In I&C / Electronics Engineering	Diploma In I&C / Electronics + at least 1 year of Experience	ITI with at least 1 year experience in the relevant field of operation
Electronics & Communication	Degree In Electronics or Communication Engineering	Diploma In Electronics or Communication Engineering + at least 1 year of Experience in SCADA	ITI with at least 1 year experience in the relevant field of operation
Electrical	Degree In Electrical Engineering	Diploma In Electrical Engineering+ at least 1 year of Experience	ITI with at least 1 year experience in the relevant field of operation
Fire & Safety	Equivalent Degree In F&S Engineering	Diploma In F&S Engineering / at least 1 year of Experience	Fireman course passed and proficient in operation of fire water pumps and fire tenders with heavy vehicles driving license / at least 1 year experience in the relevant field of operation
Civil	Degree In Civil Engineering	Diploma In Civil Engineering+ at least 1 year of Experience	ITI with at least 1 year experience in the relevant field of operation

IndianCode

Note: Each Natural gas pipeline shall have SME (Subject Matter Expert) having qualification in any of the discipline mentioned above with minimum 5 year of relevant experience.

RATAN P. WATAL, Secy.

[ADVT-III/4/Exty./188/12]

Printed by the Manager, Government of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054