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

सत्यमेव जयते

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY
भाग II—खण्ड 3—उप-खण्ड (i)
PART II—Section 3—Sub-section (i)
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 644] नई दिल्ली, बुधवार, नवम्बर 11, 2009/कार्तिक 20, 1931
No. 644] NEW DELHI, WEDNESDAY, NOVEMBER 11, 2009/KARTIKA 20, 1931

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

अधिसूचना

नई दिल्ली, 11 नवम्बर, 2009

सा.का.नि. 808(अ).—पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक अधिनियम, 2006 (2006 का 19) की धारा 61 द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड, एतद्द्वारा, निम्नलिखित विनियम बनाता है, नामत: :—

1. लघु शीर्षक और प्रारंभ

(1) इन विनियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) विनियम, 2009 कहा जाएगा ।

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

2. परिभाषाएं

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) ''सक्रिय रेगुलेटर'' का अर्थ उस दबाव रेगुलेटर से है जो सामान्यत: प्रेशर रेगुलेटिंग स्टेशन (पीआरएस) को नियंत्रित करते हुए बाहरी दबाव को नियंत्रित करता है;

(ग) ''सक्रिय और मॉनीटर रेगुलेटर प्रणाली'' का अर्थ क्रम में नियंत्रित करने वाले दो उपकरणों की व्यवस्था से है जिनमें एक (सक्रिय) सामान्यतया बाहरी दबाव को नियंत्रित करता है और दूसरा (मॉनीटर) सक्रिय रेगुलेटर के असफल होने की स्थिति में नियंत्रण ले लेता है;

(घ) ''एएसएमई बी 31.8'' का अर्थ अनुबंध-VI में उल्लिखित गैस पारेषण और वितरण पाइपिंग प्रणाली को शामिल करने वाले मानक से है;

(ङ) ''बोर्ड'' का अर्थ अधिनियम की धारा 3 के उप-भाग (i) के अंतर्गत स्थापित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड से है;

(च) ''नगर गैस वितरण कंपनी'' का अर्थ उस कंपनी से है जिसे बोर्ड द्वारा नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए प्राधिकृत किया गया है ;

(छ) "कंप्रेसर स्टेशन" का अर्थ पाइपलाइन की स्थापना से है जिसमें गैस दबाव को बढ़ाने के लिए कंप्रेसर इकाइयां लगाई गई हों;

(ज) "क्रीप रेलीफ वाल्व" का अर्थ उस रेलीफ वाल्व से है जिसे प्रणाली में क्रीप द्वारा उत्पन्न अत्यधिक दबाव को निकालने के लिए स्थापित किया गया है और जिसकी ऐसी प्रणाली में अधिकतम 1% प्रवाह क्षमता है;

(झ) "मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन" का अर्थ उस स्थापना से है जिसमें पिगिंग प्रचालनों के लिए पिग्स प्राप्त और जारी करने की सुविधा हो;

(ञ) "तटीय" का अर्थ अपतट के अलावा उस क्षेत्र से है जो इन मानकों का दायरा बनाते हैं। घाट या अन्य भण्डारण स्थलों से फीडर लाइनें तटीय पाइपलाइनों का हिस्सा भी बनती हैं। इस मानक के अनुसार अपतट और तटीय कवरेज को अनुबंध-I में दर्शाया गया है;

(ट) "प्रचालन कंपनी या प्रचालक" का अर्थ बोर्ड के प्राधिकार से प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क के प्रचालन में संलग्न कंपनी से है;

(ठ) "मालिक" का अर्थ उस कंपनी से है जो प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क की मालिक है और जिसे बोर्ड द्वारा प्राधिकृत किया गया है;

(ड) "प्राकृतिक गैस पाइपलाइन" का अर्थ प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए स्पर लाइनों सहित किसी पाइपलाइन से है जिसमें सभी संबद्ध उपकरण और सुविधाएं जैसे कंप्रेसर , भण्डारण सुविधाएं, मीटरिंग यूनिटें आदि शामिल हैं तथा अपतट और तटीय भण्डारण के लिए गैस पाइपलाइनों को अनुबंध-I में दर्शाया गया है किंतु उसमें निम्नलिखित शामिल नहीं है-

(i) किसी विशिष्ट ग्राहक की आवश्यकता को पूरा करने के लिए प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए बिछाई गई समर्पित पाइपलाइन जो पुन: बिक्री के लिए न हो;

(ii) नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क में पाइपलाइनें जिन्हें पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (कंपनियों को नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 द्वारा नियंत्रित किया जाता है;

(ढ) "सकारात्मक पृथक्करण" का अर्थ फ्लेंज जोड़ों के मामले में ब्लाइंड या स्पेक्टैकल ब्लाइंड के साथ पृथक्करण या वेल्डेड जोड़ों के मामले में कैप की वेल्डिंग से है;

(ण) "प्रयोक्ता का अधिकार या अधिकार के तरीके" का अर्थ उस क्षेत्र या भूखण्ड से है जिसके अंतर्गत पाइपलाइन प्रचालक या मालिक ने पेट्रोलियम और खनिज पाइपलाइन अधिनियम 1962 के जरिए या प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें बिछाने और प्रचालन करने के क्षेत्राधिकार वाले भूस्वामी या एजेंसी के साथ किए गए करार के अनुसार अधिकार प्राप्त किया हो;

(त) "स्लैम शट वाल्व" का अर्थ उस वाल्व से है जिसे गैस पाइपलाइन प्रणाली में किसी चयनित प्वाइंट पर पता लगाए जा रहे अपसामान्य दबाव (चाहे अधिक हो या कम) की स्थिति में तुरंत बंद करने के लिए डिजाइन किया गया है;

(थ) "सब-ट्रांसमिशन पाइपलाइन" का अर्थ उस उच्च दबाव वाली पाइपलाइन से है जो मुख्य प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को सिटी गेट स्टेशन से जोड़ती है लेकिन इस पर सीजीडी कंपनी का स्वामित्व होता है;

(द) "पारेषण प्रणाली" का अर्थ पाइपलाइन के एक या अधिक खण्डों से है जिन्हें प्राय: आपस में जोड़कर एक नेटवर्क बनया जाता है जो एकत्रण प्रणाली से गैस प्रोसेसिंग संयंत्र के आउटलेट या अत्यधिक गैस का परिवहन करता है, उच्च मध्यम या न्यून दबाव पाइपलाइन प्रणाली, विस्तृत ग्राहक या अन्य भण्डारण क्षेत्र को गैस का परिवहन करता है।

(4) प्रयुक्त शब्द और अभिव्यक्तियाँ जिन्हें इन विनियमों में परिभाषित नहीं किया गया है, लेकिन अधिनियम या उसके अंतर्गत बनाए गए नियमों या विनियमों में परिभाषित किया गया है, का अर्थ क्रमश: अधिनियम या नियमों या विनियमों, जैसी भी स्थिति हो, में दिए गए अर्थ के अनुसार होगा;

3. अनुप्रयोग

(1) ये विनियम पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक (कंपनियों को प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 तथा बोर्ड द्वारा समय-समय पर अधिसूचित समर्पित पाइपलाइनों सहित अन्य कोई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के अंर्गत प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों को बिछाना, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए प्राधिकृत सभी कंपनियों पर लागू होंगे।

(2) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क के अंतर्गत नेटवर्क की परिभाषाएं, डिजाइन, सामग्री और उपकरण, वेल्डिंग, फैब्रिकेशन, स्थापना, जांच, प्रचालन और अनुरक्षण तथा क्षय नियंत्रण एएसएमई बी31.8 की आवश्यकताओं के अनुसार होगा, केवल उन्हें छोड़कर जिन्हें इन विनियमों में विनिर्दिष्ट आवश्यकताओं द्वारा विशेष रूप से रद्द, प्रतिस्थापित या आशोधित किया जाएगा।

4. कार्यक्षेत्र

(1) इन विनियमों की आवश्यकताएं समर्पित पाइपलाइनों सहित सभी मौजूदा और नई प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों पर लागू होंगी।

(2) इन विनियमों में पाइपलाइन डिजाइन, सामग्री और उपकरण, वेल्डिंग, फैब्रिकेशन, स्थापना, जांच, स्थापना, प्रचालन और रखरखाव तथा सामान्य वाहक का संरक्षण नियंत्रण प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा आवश्यकताओं सहित ठेका वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (पारेषण या उप पारेषण) शामिल होंगे। पाइपलाइन कवरेज अनुबंध-I के अनुसार होगी और उसमें विशिष्ट उपभोक्तओं के लिए समर्पित पाइपलाइनें शामिल हैं।

IndiaCode

5. उद्देश्य

इन मानकों का उद्देश्य सिद्धांतों का एक-समान अनुप्रयोग और सामग्री तथा घटकों, उपकरणों और प्रणालियों के चयन और अनुप्रयोग में मार्गदर्शन देना तथा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रणाली के एक-समान प्रचालन और रखरखाव सुनिश्चित करना तथा प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों से संबद्ध सुविधाओं के कर्मचारियों के सुरक्षा पहलुओं पर प्राथमिक रूप से ध्यान केन्द्रित करना है।

6. मानक

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियॉ अनुसूची-I में हैं जिसमें सामग्री और उपकरण (अनुसूची-1क), वेल्डिंग (अनुसूची-1ख) पाइपिंग प्रणाली उपकरण और फैब्रिकेशन (अनुसूची-1ग), डिजाइन, स्थापना और परीक्षण (अनुसूची-1घ), प्रचालन और अनुरक्षण प्रक्रियाएं (अनुसूची-ड.), संक्षारण नियंत्रण (अनुसूची-1च), विविध (अनुसूची-1छ) शामिल है जिन्हें अनुबंध-I से अनुबंध-VI के रूप में पढ़ा जा सकता है।

7. इन विनियमों का अनुपालन

(1) बोर्ड इन विनियमों की तृतीय पक्ष अनुरूप आकलन पर पृथक विनियमों के अनुसार प्रत्यक्ष रूप में या प्राद्भूत तृतीय पक्ष के जरिए अनुपालन की निगरानी करेगा।

(2) यदि किसी कंपनी ने कुछ अन्य मानक के आधार पर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क बिछाने, निर्माण, विस्तार किया है या इन विनियमों में विनिर्दिष्ट आवश्यकताओं को पूरा नहीं करती है तो कंपनी प्राधिकृत बोर्ड या अनुमोदित तृतीय पक्ष एजेंसी के जरिए अपनी अवसंरचना को विस्तृत तकनीकी लेखा-परीक्षा कराएगा। तत्पश्चात् कंपनी इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से छः महीने के अंदर प्राधिकरण के लिए बोर्ड को अपनी समयबद्ध न्यूनीकरण योजना और कार्यान्वयन अनुसूची सहित तृतीय पक्ष द्वारा तैयार की गई अनुपालन रिपोर्ट प्रस्तुत करेगी।

(3) मौजूदा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क के प्रचालन को जारी रखने की अनुमति तभी दी जाएगी यदि यह निम्नलिखित आवश्यकताओं को पूरा करती हो नामत:-

(i) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रणाली की एएसएमई बी31.8 के अनुसार स्थापना के समय प्रारंभिक जांच की जाएगी। कंपनी के पास इसका उचित रिकार्ड होना चाहिए। ऐसा जांच रिकार्ड चालू प्रचालन के लिए वैध होगा। वैकल्पिक तौर पर यदि ऐसा रिकार्ड उपलब्ध नहीं है तो कंपनी को एएसएमई बी31.8 के अनुसार जांच किए गए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क की आंतरिक जांच रिकार्ड प्रस्तुत करनी होगी;

(ii) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रणाली में वर्तमान रिसाव का पता लगाने, कंप्रेसर स्टेशन, गैस प्राप्ति और टर्मिनल स्टेशन प्रणाली विद्यमान है और यह प्रचालन में है।

(iii) तृतीय पक्ष क्षति के लिए प्रणाली की सुरक्षा होनी चाहिए।

बशर्ते कि :-

(क) कंपनी इन विनियमों की अधिसूचना के एक माह के अंदर उपर्युक्त आवश्यकताओं को पूरा करने के समर्थन में स्व-प्रमाणन प्रस्तुत करेगी।

(ख) पैरा (क) में उल्लिखित प्रमाण-पत्र प्रचालन और अनुरक्षण तथा कंपनी की अवसंरचना दोनों के लिए दिया जाएगा तथा बोर्ड को न्यूनीकरण योजना और कार्यान्वयन अनुसूची के साथ प्रस्तुत किया जाएगा;

(ग) ऐसे मौजूदा नेटवर्क के लिए बोर्ड द्वारा चयनित अनुसार प्रणाली के महत्वपूर्ण घटकों का परिशिष्ट-I में विनिर्दिष्ट अवधि के अंदर इन विनियमों के साथ संकलन किया जाएगा तथा प्राधिकृत कंपनी हर समय मौजूदा प्रणाली की सत्यनिष्ठा को बनाए रखेगी; और

(घ) प्रचालन और अनुरक्षण प्रक्रियाओं से संबंधित इन विनियमों के प्रावधान ऐसी सभी मौजूदा स्थापनाओं पर भी लागू होंगे।

8. चूक और परिणाम

(1) निर्माण, स्थापना और प्रचालन चरण के दौरान तथा समय-समय पर विनिर्दिष्ट अनुसार सतत् आधार पर तकनीकी और सुरक्षा लेखा-परीक्षा के जरिए इन विनियमों के प्रावधान का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए एक प्रणाली होगी।

(2) उप विनियम (1) में कोई चूक होने पर कंपनी पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के विनियम 16(1) के अंतर्गत चूक कंपनी के रूप में अर्हकता प्राप्त करेगी।

(3) निम्नलिखित किसी चूक सहित कोई विचलन या कमी होने की स्थिति में कंपनी को ऐसे विचलन, कमी, दोष सुधार के लिए समय-सीमा दी जाएगी तथा अनुपालन न होने की स्थिति में कंपनी अधिनिमय के प्रावधानों के अंतर्गत किसी दण्डात्मक कार्रवाई के अलावा प्रचालन या प्राधिकार रद्द करने के लिए जिम्मेदार होगी, नामत:-

(क) यदि कोई कंपनी परिशिष्ट-I में महत्वपूर्ण कार्यकलापों की विनिर्दिष्ट समय-सीमा का अनुपालन करने में असफल रहती है।

(ख) कंपनी पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए प्राधिकृत करना), विनियम 2008 के विनियम 16 के उप-विनियम (1) के अंतर्गत तीन बार चूक करती है।

(ग) कंपनी अधिकतम अनुमेय प्रचालन दबाव (एमएओपी) स्थितियों (मूल या डि-रेटिड दबाव) से अधिक पाइपलाइनों का प्रचालन करती पाई जाती है।

(घ) कंपनी इन विनियमों में उल्लिखित अनुसार हाइड्रो जांच कराए बिना पाइपलाइन प्रणाली का प्रचालन करती पाई जाती है;

(ङ.) तृतीय पक्ष आवधिक निरीक्षण आकलन के अनुसार यदि स्थापना असुरक्षित पाई जाए और बोर्ड द्वारा दी गई सूचना अवधि के अंदर अनुपालन न किया जाए।

9. अन्य सांविधिक के अंतर्गत आवश्यकताएं

सभी विद्यमान सांविधिक नियमों, विनियमों और अधिनियमों का अनुपालन करना आवश्यक होगा तथा सीजीडी नेटवर्क के लिए संगत सक्षम प्राधिकारियों से अपेक्षित अनुमोदन प्राप्त किया जाएगा।

10. विविध

(1) यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान की व्याख्या के संबंध में कोई विवाद उत्पन्न होता है तो बोर्ड का निर्णय अंतिम होगा।

(2) बोर्ड किसी भी समय इन विनियमों में उपयुक्त आशोधनों को लागू कर सकता है।

परिशिष्ट-।

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
में
महत्वपूर्ण कार्यकलापों की सूची

*****

क्र.सं.	महत्वपूर्ण अवसंरचना/कार्यकलाप/ प्रक्रियाएं	कार्यान्वयन के लिए समयावधि	कार्यान्वयन योजना
1.	रेडियोग्राफी, अल्ट्रासोनिक जांच या अन्य लागू एनडीटी पद्धति के लिए जांच रिकार्ड (स्थापना से पूर्व कराया जाए)।	6 माह	6 माह के अंदर चरणों में प्रस्तुत किया जा सकता है।
2.	हाइड्रो-जांच (स्थापना के पूर्व कराई जाए) रिपोर्ट	6 माह	6 माह के अंदर चरणों में प्रस्तुत किया जा सकता है।
3.	पाइपलाइन कैथोलिक सुरक्षा रिकार्ड	6 माह	6 माह के अंदर चरणों में प्रस्तुत किया जा सकता है।
4.	पाइपलाइन निर्मित रिकार्ड के अनुसार	6 माह	6 माह के अंदर चरणों में प्रस्तुत किया जा सकता है।
5.	12 इंच या अधिक और 10 कि.मी. की लंबाई या अधिक के एनपीएस आकार की पाइपलाइनों के लिए धातु हानि का पता लगाने हेतु बौद्धिक पिंगिंग कराई जानी चाहिए।	2 वर्ष	यदि अम्ल गैस के लिए 5 से अधिक वर्ष तथा स्वीट गैस पाइपलाइन के लिए 10 से अधिक वर्ष के लिए पिगिंग नहीं कराई गई है तो बौद्धिक पिगिंग दो वर्षों के अंदर कराई जानी चाहिए अन्यथा संगत रिकार्ड प्रस्तुत किए जाने चाहिए।
6.	एचएसई प्रबंधन प्रणाली (अग्नि सुरक्षा प्रणाली सहित)	6 माह	कार्यान्वित किया जाना है।

7.	निकास की ऊंचाई कार्य स्तर से न्यूनतम 3 मीटर ऊपर होनी चाहिए।	6 माह	निकास की ऊंचाई बढ़ाना।
8.	गैस डिक्टेक्टर्स को कंप्रेसर स्टेशन, गैस प्राप्ति और सुपुर्दगी टर्मिनलों पर लगाया जाना चाहिए।	1 वर्ष	एससीएडीए बैकअप के लिए गैस डिटेक्टर्स लगाए जाएं, अन्यथा हस्त चलित गैस डिटेक्टर उपलब्ध कराए जाएं।
9.	बंद जगह के जरिए पर्यावरणीय अनुकूल अग्निशमन फ्लडिंग सिस्टम लगाना।	2 वर्ष	नियंत्रण कक्ष के लिए स्विच गियर और बैटरी रूम आदि (Co_2 मानवरहित स्टेशन के लिए ही स्वीकार्य होगी)।
10.	सभी पाइपलाइन सुविधाओं के लिए हैजोप किया जाना चाहिए।	1 वर्ष	न्यूनीकरण योजना सहित हैजोप रिपोर्ट प्रस्तुत की जाए।

अनुसूची-I

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ

IndiaCode

अनुसूची-I क — सामग्री और उपकरण

अनुसूची-I ख — वेल्डिंग

अनुसूची-I ग — पाइपिंग प्रणाली घटक तथा संरचना ब्यौरा

अनुसूची-I घ — अभिकल्प, स्थापना और जांच

अनुसूची-I ड. — प्रचालन और अनुरक्षण प्रक्रिया

अनुसूची-I च — क्षय नियंत्रण

अनुसूची-I छ — विविध

अनुसूची-। क

सामग्री और उपकरण

सामग्री और उपकरण

इस मानक के अनुसार निर्मित किसी पाइपिंग प्रणाली के स्थायी भाग के रूप में सभी सामग्रियों और उपकरण को उन स्थितियों के लिए योग्य माना जाएगा जिनके लिए इसका प्रयोग किया जाना है। **अनुसूची 1छ के अनुसार अम्ल गैस सर्विस आवश्यकता के लिए अनुपालन किया जाए।**

शीत जलवायु में प्रयोग हेतु सामग्री

अल्प सतही या अल्प वायुमण्डलीय तापमान पर अल्प प्रचालन तापमान पर केन्द्रों में प्रयुक्त होने वाली सामग्री में कम तापमान पर भुरभुरी दरार को पड़ने से रोकने के लिए पर्याप्त संघात गुण होने चाहिए।

सामग्री विशिष्टियाँ

एएसएमई बी31.8 में शामिल मानकों और विशिष्टियों के अलावा **अनुबंध-।।** में सूचीबद्ध विशिष्टियों को भी प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों और संबंध सुविधाओं का भाग बनाने के लिए विभिन्न पाइप घटकों के विनिर्माण के लिए स्वीकार किया जाएगा।

स्टील पाइप

लाइन पाइप विशिष्टि एपीआई 5एल के अनुसार कार्बन स्टील लाइन पाइप सीवनहीन, इलेक्ट्रिक आर्क वेल्डेड (ईएडब्ल्यू) या देशांतर/हेलिकल जलमग्न आर्क वेल्डेड (एलएसएडब्ल्यू/ एचएसएडब्ल्यू) उत्पाद विशिष्टि स्तर (पीएसएल2) के अनुरूप है।

एपीआई विशिष्टि 5एल के इलेक्ट्रिक वेल्डेड पाइप उत्पादक भी इस मानक के अनुलग्नक-III के अंतर्गत विनिर्दिष्ट अतिरिक्त आवश्यकताओं को भी पूरा करेंगे।

कार्बन समकक्ष

स्टील लाइन पाइपों के लिए कार्बन समकक्ष (सीई) की अधिकतम सीमा निम्नानुसार होगी:

> 0.12% कार्बन समकक्ष कार्बन तत्व वाले पाइपों के लिए

$$CE(IIW) = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr+Mo+V}{5} + \frac{Ni+Cu}{15}$$

CE(IIW) वाल्व ≤ 0.43% होगा

≤ 0.12 % कार्बन तत्व वाले पाइपों के लिए

$$CE(Pcm) = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B$$

CE(Pcm) वाल्व ≤ 0.25 % होगा।

मिल हाइड्रो टैस्ट

जांच दबाव का इस्तेमाल करके पाइप मिल में लाइन पाइपों की हाइड्रोस्टेटिक रूप में जांच की जानी चाहिए जो सामग्री ग्रेड के बावजूद 95% एसएमवाईएस के बराबर हूप दबाव पैदा करती है। नई पाइपलाइन के लिए जांच दबाव 15 सेकेण्ड की न्यूनतम अवधि के लिए रखा जाएगा।

खांचे की मजबूती

एनपीएस 2 और उससे अधिक आकार के स्टील पाइपों के लिए खांचे की मजबूती विनिर्दिष्ट की जाएगी।

लोहे की लचीली पाइप

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के परिवहन के लिए लोहे की लचीली पाइप के प्रयोग की अनुमति नहीं होगी।

उपकरण विशिष्टियाँ

इस मानक के अनुबंध-।। में सूचीबद्ध मानकों के अनुरूप निर्मित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्रयुक्त होने वाले उपकरण स्वीकार्य होंगे।

IndiaCode

अनुसूची- 1 ख

वेल्डिंग

वेल्डिंग की तैयारी करना

बट वेल्ड

पाइप के अंतिम सिरों पर खांचा बनाने या लेमिनेशन करने की अनुमति नहीं होगी और इसे सिलेण्डर के रूप में और पाइप के अंतिम सिरे पर दोबारा कटाव करके या वेल्डिंग से पूर्व घिसाई करके हटाया जाना चाहिए।

यदि कटाई क्षेत्र पहले से जांची गई लंबाई से अधिक है तो अल्ट्रासोनिक या चुंबकीय कणों द्वारा इसकी पुन: जांच की जानी चाहिए।

सील वेल्ड

जहां तक हो सूत के जोड़ वाली व्यावहारिक सील वेल्डिंग से बचा जाना चाहिए।

प्रक्रिया और वेल्डरों की योग्यता

20% या अधिक की विनिर्दिष्ट न्यूनतम उत्पाद सुदृढ़ता के हूप दबाव पर पाइपिंग प्रणाली प्रचालन हेतु आवश्यकताएं

गैस पाइपलाइनों की वेल्डिंग के लिए वेल्डिंग प्रक्रिया और वेल्डर एपीआई 1104 के अनुसार योग्य होंगे तथा उनमें लाइन पाइप के लिए लागू अनुसार मजबूती की जांच करने की आवश्यकता शामिल होनी चाहिए।

स्टेशन पाइप के लिए वेल्डिंग प्रक्रिया और वेल्डर एएसएमई बॉयलर तथा प्रेशर वेसल (बीपीवी) कोड सेक्शन-IX या एपीआई 1104 के अनुसार योग्य होंगे।

वेल्डिंग का निरीक्षण

पाइपिंग प्रणाली पर वेल्ड की नियंत्रण प्रणाली के लिए निरीक्षण और जांच विनिर्दिष्ट न्यूनतम उत्पाद सुदृढ़ता से 20% या अधिक के हूप दबाव स्तर पर प्रचलित होती है।

रेडियोग्राफिक जांच सहित सभी गैर-विनाशकारी जांच (एनडीटी) एपीआई 1104 की आवश्यकताओं के अनुरूप की जाएगी तथा किसी रूट क्रेक की अनुमति नहीं होगी।

छल्लों के दबाव और स्थल वर्गीकरण के बावजूद प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में कार्बन स्टील के सभी वेल्ड किए गए कुन्दों की 100 प्रतिशत रेडियाग्राफ और/या अल्ट्रासोनिक जांच की जानी चाहिए। वायुमण्डलीय दबाव में खुले निकासी और नाली पाइप में वेल्ड के जोड़ों की रेडियोग्राफ/अल्ट्रासाउंड द्वारा जांच नहीं की जानी चाहिए। तथापि, ऐसे वेल्डिंग की स्पष्टतया जांच की जानी चाहिए और ऐसे वेल्डों के कम से कम 10 प्रतिशत रूट पास की तरल वेधन जांच कराई जानी चाहिए।

ऐसे सभी कुंदों की वेल्डिंग के जोड़ (अर्थात् वेल्ड जोड़ जो दबाव जांच के अधीन नहीं है, की 100% रेडियोग्राफी और अल्ट्रासोनिक तकनीकों के द्वारा जांच की जाएगी। सॉकेट वेल्डिड गोल्डन जोड़ों की तरल वेधन निरीक्षण (एलपीआई) पद्धति या नम चुंबकीय अणु निरीक्षण (एमपीआई) पद्धति द्वारा जांच की जाएगी।

पाइपिंग में दोषपूर्ण वेल्ड की मरम्मत कराना या हटाना जिनसे विनिर्दिष्ट उत्पाद सुदृढ़ में 20% या अधिक के हूप दबाव स्तर पर प्रचालन होता है।

खराब वेल्डिंग की एपीआई 1104 के अनुसार मरम्मत की जाए या हटाया जाए।

मरम्मत के बाद वेल्डिंग से मरम्मत किए गए क्षेत्रों की अतिरिक्त रेडियोग्राफी या अल्ट्रासोनिक जांच की जाएगी।

अनुसूची 1ग

पाइपिंग प्रणाली घटक और फैब्रिकेशन ब्यौरा

पाइपिंग प्रणाली घटक और फैब्रिकेशन ब्यौरा

सामान्य

एएसएमई बी 31.8 के अंतर्गत शामिल मानकों और विशिष्टियों के अलावा इस मानक के अनुबंध-।। के अंतर्गत विभिन्न पाइपिंग घटक तथा सूचीबद्ध मानकों और विशिष्टियों के अनुरूप निर्मित विभिन्न पाइपिंग घटक स्वीकार्य होंगे।

वाल्व और दबाव कम करने वाले उपकरण

दबाव वाले वाल्व घटक जिनके ढांचे, बोनट, कवर, एंड फ्लेंजेस आदि ढलवॉ लोहे या लोहे की नलिका के बने हों, का इस्तेमाल नहीं किया जाना चाहिए।

फ्लेंजेस

ढलवॉ लोहे, लोहे की नलिका और नॉन-फेरस सामग्री (पीतल या कांसा) से निर्मित **फ्लेंजेस** का इस्तेमाल नहीं किया जाना चाहिए।

जमीन के नीचे डाली जाने वाली पाइपों के लिए फ्लेंजेस और फ्लैंजड घटकों का इस्तेमाल नहीं किया जाना चाहिए जब तक कि पूरी फ्लैंज असेंबली पानी और बिजली रोधी सामग्री में बंद न हो।

बोल्टिंग

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों में प्रयुक्त होने वाले सभी सट्ड बोल्ट और नट **स्वीकार्य** एएसटीएम मानकों के डिजाइन के अनुसार होने चाहिए। ढलवॉ लोहे, पीतल या कांसे से निर्मित सामग्री लगाने की अनुमति नहीं दी जाती।

वाल्व और फ्लेंजेस के अलावा फिटिंग

ढलवॉ लोह और लोहे की नलिका से निर्मित फिटिंग का इस्तेमाल नहीं किया जाना चाहिए।

गैस्केट

साधारण और संपीड़ित एस्बेस्टोस गैस्केट का इस्तेमाल नहीं किया जाना चाहिए।

IndiaCode

अनुसूची-1 घ

अभिकल्प, स्थापना और जाँच

अभिकल्प स्थापना और जाँच

सामान्य प्रावधान

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए अभिकल्प का चयन गैस विशेषताओं, अपेक्षित प्रवाह दरों, प्रचालन दबाव और पर्यावरण पर आधारित होगा।

पाइपलाइन के सभी घटकों को पूरी अभिकल्प अवधि के लिए उपयुक्त और योग्य बनाया जाएगा।

एनपीएस 4 से कम के आधार पर क्रास कंट्री पाइपलाइन का इस्तेमाल नहीं किया जाएगा।

अन्य अभिकल्प आवश्यकताएं

स्थापना से लेकर प्रचालन तक के कार्य के सभी चरणों के दौरान दबाव, तापमान, मोड़ने, मृदा/पाइप, परस्पर क्रिया, बाहरी भार और अन्य पर्यावरणीय मानदण्ड, जैसे लागू हों, के संयुक्त प्रभाव के लिए पाइपलाइन की ढांचागत अखण्डता और स्थिरता को जांचने के लिए आवश्यक गणना की जानी चाहिए। ऐसी गणना में निम्नलिखित शामिल होना चाहिए जो इन तक सीमित न हो:

- क्षेत्रों में स्थापित किए जाने वाले पाइपलाइन खण्ड का तरणशील नियंत्रण और स्थिरता विश्लेषण जहां बाढ़/जलप्लावन होता हो,
- प्रमुख नदियों को पार करने का विश्लेषण।
- पाइपलाइन मार्ग में भूचाल के बार-बार आने की संभाव्यता का मूल्यांकन तथा पाइपलाइन प्रणाली की सुरक्षा और अखण्डता को सुनिश्चित करने के लिए अपेक्षित भूकंपीय विश्लेषण करना।

रिहायशी भवनों और अभिकल्प एवं निर्माण हेतु स्थल वर्गीकरण

रिहायशी भवनों और स्थान वर्गीकरण की संख्या का पता लगाने के उद्देश्य से 1-मील की दूरी को 1600 मी. तथा उसके अंशों से बदला जाना चाहिए।

जब भवनों के समूह रिहायशी हों अर्थात् पाइलाइन की मील दूरी (1600 मी) का वर्ग 2 या स्थल वर्ग 3 के रूप में पता लगाया जाना चाहिए जिसे समूह में निकटतम भवन से 200 मी. की दूरी पर समाप्त किया जाना चाहिए (अर्थात् समूह के प्रारंभ में और समूह के अंत में)।

स्थल वर्ग 1 और 2 या स्थल वर्ग 3 के बीच चाहरदीवारी को सबसे नज़दीकी इमारत से कम से कम 200 मी. की दूरी पर होनी चाहिए।

स्टील पाइप

दीवार की सामान्य मोटाई के लिए अतिरिक्त आवश्यकता

एएसएमई बी31.8 के अनुसार दीवार की सामान्य मोटाई का चयन करते समय निम्नलिखित के कारण यथायोग्य भार पर विचार किया जाना चाहिए:

- अत्यधिक वजन
- गतिशील और भूकंपीय वजन
- आवर्ती और कंपन वजन
- आंतरिक दबाव उतार-चढ़ाव
- भौगोलिक-तकनीकी वजन (स्लाइड, पाइप की विशिष्ट व्यवस्था, सहायता हानि और मृदा विशेषताओं पर पाइपलाइन का थर्मल प्रभाव सहित)।

-

अभिकल्प कारक (च) और स्थल वर्ग

मूल अभिकल्प करकों के सभी अपवादों का प्रयोग इस मानक में दी गई तालिका 1 के अनुसार किया जाना चाहिए।

indiacode

एनपीएस 4" और उससे अधिक आकार की क्रॉस कंट्री पाइपलाइनों की न्यूनतम मोटाई 6.4 मी.मी. होनी चाहिए।

पुलों पर पाइपलाइन या मेन लाइनें

रेल-सड़क तथा वाहन पुलों पर पाइपलाइनें बिछाने से बचा जाना चाहिए। समर्पित पुलों पर स्थापित पाइपलाइन का डिजाइन तालिका-1 में दर्शाए अनुसार अभिकल्प कारक के अनुसार अभिकल्प बनाया जाना चाहिए।

तालिका 1- स्टील पाइप निर्माण के लिए अभिकल्प कारक

सुविधा	स्थल वर्ग			
	1	2	3	4
पाइपलाइन [एएसएमई बी 31.8 का पैरा 840.21(ख) देखें]	0.72	0.60	0.50	0.40
बिना खांचे के सड़क पार करना :				
(क) निजी सड़कें	0.72	0.60	0..50	0.40
(ख) कच्ची सार्वजनिक सड़कें	0.60	0.60	0.50	0.40
(ग) ठोस सतह वाली सड़कें, राजमार्ग या सार्वजनिक गलियाँ	0.60	0.50	0.50	0.40
खाँचे सहित सड़क पार करना :				
(क) निजी सड़कें	0.72	0.60	0.50	0.40
(ख) कच्ची सार्वजनिक सड़कें	0.72	0.60	0.50	0.40
(ग) ठोस सतह वाली सड़कें, राजमार्ग या सार्वजनिक गलियाँ तथा रेलवे क्रासिंग	0.72.	0.60	0.50	0.40
पुलों पर पाइपलाइनें	0.60	0.60	0.50	0.40
सड़कों और रेलवे पर पाइपलाइन का समानांतर अधिक्रमण				
(क) निजी सड़कें	0.72	0.60	0.50	0.40
(ख) कच्ची सार्वजनिक सड़कें	0.72	0.60	0.50	0.40
(ग) ठोस सतह वाली सड़कें, राजमार्ग या सार्वजनिक गलियाँ तथा रेलवे क्रासिंग	0.60	0.60	0.50	0.40
नदी पार – ओपन कट (1)	0.72	0.60	0.50	0.40
अनुप्रस्थ निदेशन ड्रिलिंग (एचडीडी) [1]	0.72	0.60	0.50	0.40
कंप्रेसर स्टेशन पाइपिंग	0.50	0.50	0.50	0.40
संरचना समूह (स्क्रेपर ट्रेप, एसवी स्टेशन, दबाव/प्रवाह नियंत्रण और मीटर सुविधा, आदि) [एएसएमई बी 31.8 का पैरा 841.121 देखें]	0.60	0.60	0.50	0.40
स्थल वर्ग 1 और 2 में लोगों की बहुलता [2]	0.50	0.50	0.50	0.40

टिप्पणियाँ:

1. यदि स्थापना और प्रचालन के दौरान दबाव या स्थायित्व पर नियंत्रण करने की आवश्यकता हो तो अधिक मोटाई का इस्तेमाल किया जाए।

2. जहां-कहीं एएसएमई बी31.8 में तालिका 841.114बी का उल्लेख किया गया है वहां इसे इस मानक की तालिका-1 के अनुसार पढ़ा जाना चाहिए।

IndiaCode

पाइपलाइन स्थापना का स्थल और रूपरेखा

- **स्थल**

मूल स्टेशन, मध्यवर्ती कंप्रेसर स्टेशन, मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन, टैप-ऑफ स्टेशन, मीटरिंग और रेगुलेटिंग स्टेशन तथा और वाल्व स्टेशन आदि का वर्ग बनाने जैसी पाइपलाइन की प्रारंभिक, मध्यवर्ती और टर्मिनल सुविधाओं को निम्नलिखित पहलुओं को ध्यान में रखते हुए स्थापित किया जाना चाहिए:

I. कार्यात्मक और पाइपलाइन हाईड्रोलिक आवश्यकताएं।
II. पाइपलाइन और स्टेशनों के लिए पर्यावरणीय प्रभाव आकलन (ईआईए) और जोखिम आकलन (आरए) पर आधारित पर्यावरणीय विचार।
III. हैजोप और जोखिम विश्लेषण।
IV. भविष्य में सुविधाएं बढ़ाने के लिए स्थल की उपलब्धता।
V. पहुंच, जल तालिका और बाढ़ स्तर और प्राकृतिक नाला।

उपर्युक्त के अलावा, कंप्रेसर स्टेशन आसपास की संपत्ति से काफी दूर स्थित होना चाहिए, जो पाइपलाइन मालिक/प्रचालक के नियंत्रण में न हो ताकि आसपास की संपत्ति पर ढांचों से कंप्रेसर स्टेशन को आग लगने का खतरा न्यूनतम हो।

- **उपकरण विन्यास**

स्टेशन विन्यास की स्थापना करते समय निम्नलिखित पहलुओं पर विचार किया जाए:

I. स्टेशन उपकरण और उनके आकार
II. उपयोगिता आवश्यकता
III. फ्लेरिंग/शीत निकास आवश्यकताएं
IV. स्टेशन उपकरण का प्रचालन और रखरखाव सिद्धांत
VI. कंप्रेसर शेड/हाउस तथा अन्य उपकरण के आसपास स्थल और पहुंच की आवश्यकता
VII. उच्च दाब (एचटी) पोल ढांचा, ट्रांसफार्मर्स, ब्रेकर्स और मोटर नियंत्रण केन्द्र (एमसीसी) आदि को बिना जोखिम वाले क्षेत्र में स्थापित किया जाना चाहिए।
VIII. प्रोसेस पाइपिंग/उपकरण क्षेत्र और भवन के ऊपर ओवरहेड पॉवर लाइनें गुजारने की अनुमति नहीं दी जानी चाहिए।

विभिन्न स्टेशन केन्द्रों और उपयोगिताओं के बीच न्यूनतम अंतर-दूरी अनुबंध-IV में दिए गए अनुसार होनी चाहिए।

- **पाइपिंग विन्यास**

स्टेशन पाइपिंग को भूमि के ऊपर या भूमिगत स्थापित किया जाए। टर्मिनल क्षेत्र के अंदर भूमिगत पाइपिंग में न्यूनतम कवर पाइप के ऊपर से स्थिर भूमि-स्तर 1.0 मी. होना चाहिए।

आंतरिक वर्षाजल की निकासी का न्यूनतम कवर 300 मी.मी. हो तथा पाइप के किनारों पर दोनों ओर कम से कम 500 मी.मी. तक अतिरिक्त कंक्रीट स्लैब उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

जहां जमीन में दबी पाइपें भूमि के बाहर निकली हों, वहां भूमि से कम से कम 300 मी.मी. की लम्बाई तक भूमिगत पाइप पर संक्षारण रोधी परत चढ़ी हो।

जहां आवश्यक हो भूमि से ऊपर पाइपिंग के प्रचालन और रखरखाव की सुविधा के लिए प्लेटफार्म और क्रास ओवर उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

IndiaCode

प्रचालनात्मक सुरक्षा आवश्यकताओं को बनाए रखने के लिए भूमि से ऊपर सभी पाइपिंग को उचित रूप से समर्थन दिया जाना चाहिए।

सुविधाओं की सुरक्षा

आपात स्थिति में फॉयर टेंडर आदि के स्थापना स्थल में आसानी से आने-जाने के लिए विभिन्न सुविधाओं के आसपास उचित सड़कें बनाई जानी चाहिए।

मुख्य स्थापना क्षेत्र जैसे प्रेषण स्टेशन, कंप्रेसर स्टेशन, खण्ड वाल्व (एसवी) स्टेशन तथा गृह मंत्रालय के दिशा-निर्देशों के अनुसार सुपुर्दगी स्टेशन के चारों ओर 0.6 मीटर कांटेदार तार सहित कम से कम तीन (3) मीटर उचित उद्योग टाइप चारदीवारी उपलब्ध कराई जानी चाहिए। अन्य स्थापनाओं के लिए 3.0 मीटर ऊंची चेन लगी दीवार तथा उसके ऊपर 0.6 मीटर कांटेदार तार भी उपलब्ध कराई जा सकती है।

सभी कंप्रेसर स्टेशनों पर निर्धारित क्षेत्र में उचित गेट सहित आपात निकास उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

पाइपलाइन प्रणाली में निम्नलिखित उपकरण लगाए जाने चाहिए:

क. पर्यवेक्षी नियंत्रण और आंकड़ा अर्जन (एससीएडीए) प्रणाली।

ख. रिसाव का पता लगाने/रिसाव स्थल तथा प्रभावित खण्ड की पहचान करने के प्रावधान सहित रिसाव पहचान प्रणाली।

ग. संचार सुविधाएं

घ. आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी)।

स्काडा और दूरसंचार आवश्यकताएं

पाइपलाइन का प्रभावी और विश्वसनीय नियंत्रण, प्रबंधन और पर्यवेक्षण सुनिश्चित करने के लिए स्काडा या समकक्ष निगरानी और नियंत्रण प्रणाली का इस्तेमाल करके गैस पाइपलाइन योजना की निगरानी और नियंत्रण किया जाना चाहिए।

कंप्रेसर स्टेशनों, मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशनों, प्रेषण और प्राप्त स्टेशनों, खण्ड स्टेशनों तथा रिमोट प्रचालन क्षमताओं के साथ-साथ टेलीकाम रीपिटर स्टेशन जिनमें **वॉयस संचार सुविधाएं**/कैथोडिक सुरक्षा स्टेशनों (यदि अन्य सुविधाओं से स्वतंत्र रूप से स्थित हो) में नियंत्रण प्रणाली सहित उपयुक्त क्षेत्रीय सिगनल कनेक्टिविटी होनी चाहिए।

अनुप्रयोग सॉफ्टवेयर मॉड्यूल/कार्य पाइपलाइन प्रचालन कंपनी की आवश्यकता पर आधारित होने चहिए।

गैस प्रवेश, गैस निकासी और कंप्रेसर स्टेशनों से संबंधित सकाडा प्रणाली से केन्द्रीय गैस प्रबंधन प्रणाली (जब कभी यह स्थापित की जाए) के जरिए दबाव, तापमान, प्रवाह उपाय और गैस संघटन आंकड़ों आदि के अंतरण के प्रावधान करने चाहिए। बोर्ड इस प्रणाली के कार्यान्वयन के लिए कंपनियों को उपयुक्त समयावधि की अनुमति देगा।

पाइपलाइन प्रणाली और घटक

उपयोगिता पाइपिंग

स्टेशन में सभी उपयोगिता पाइपिंग एसएमई बी31.3 की आवधारण का अनुपालन करेंगे।

- वाल्व

  पाइपलाइन स्टेशन पाइपिंग के पृथक खण्ड के लिए वाल्व उपलब्ध कराए जाएंगे ताकि:

IndiaCode

(क) पाइपलाइन/पाइपिंग से दुर्घटना स्थल सें खतरे और क्षति को न्यूनतम करना;

(ख) पाइपलाइन/पाइपिंग सुविधाओं और महत्वपूर्ण उपकरणों के सुधार और रखरखाव की सुविधा प्रदान करना।

आपात स्थिति में कंप्रेसर स्टेशन केन्द्र से पाइपलाइन को पृथक करने के लिए कंप्रेसर स्टेशन पाइपिंग के प्रवेश और निकास में नियंत्रण कक्ष से स्टेशन ब्लॉक वाल्व सहित रिमोट शट ऑफ का प्रावधान उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

प्रचालन एवं रखरखाव तथा आपात स्थिति में नियंत्रण करने के लिए पाइपलाइन पर मेनलाइन/खण्डवार वाल्व लगाए जाने चाहिए। विभिन्न स्थल वर्गों में मेनलाइन वाल्वों/खण्ड-वार लगे वाल्वों के बीच अंतर तालिका -2 में दिए गए वाल्व से अधिक नहीं होने चाहिए।

तालिका-2

स्थल वर्ग	अधिकतम दूरी कि.मी. में
1	32
2	24
3	16
4	8

वाल्व स्टेशन सुविधाओं के प्रोसेस क्षेत्र के बिलकुल ऊपर से ओवरहेड बिजली की लाइनें डालने की अनुमति नहीं दी जानी चाहिए।

रिमोट प्रचालन के प्रावधान मालिक/प्रचालन कंपनी द्वारा पाइपलाइन हेतु अपनाए गए प्रचालन और नियंत्रण के अनुसार होने चाहिए।

मेनलाइन/खण्ड-वार वाल्व को मुख्यत: भूमि के नीचे स्थापित किया जाना चाहिए और उसके सुलभ प्रचालन के लिए उपयुक्त स्टेम विस्तार किया जाना चाहिए।

पाइपलाइन के पिग योग्य खण्ड में खण्ड-वार ब्लॉक वाल्व पूरा बोर टाइप पिग्स को सुरक्षित गुजारा जा सके। बोर का आकार एपीआई 6डी/आईएसओ-14313 के अनुरूप होना चाहिए।

परिचालित वाल्व के लिए परिचालक का वाल्व के प्रकार, बिजली की उपलब्धता और विशेषकर पाइपलाइन प्रणाली में तरल चालित परियोजना सिद्धांत के आधार पर चयन किया जाए।

जहां तक व्यावहारिक हो, सभी मेनलाइन पृथक वाल्व में बट वेल्ड के अंतिम सिरे होने चाहिए। फ्लेंजड एंड वाल्वों का भूमिगत पाइपों में इस्तेमाल नहीं किया जाना चाहिए, केवल उन स्थानों को छोड़कर जहां हॉट टेपिंग लगाए जाने हों, जिनके लिए हॉट टेपिंग मशीन को लगाने के लिए फ्लेंजड सिरे वाले भूमिगत वाल्वों का प्रयोग किया जाना हो।

वाल्व की सतह पर उपयुक्त संक्षारण सुरक्षा परत लगाई जानी चाहिए।

किसी आपात और/या मरम्मत की स्थिति में खण्ड-वार वाल्व(वों) स्टेशन के बंद होने या पृथक पाइपलाइन खण्ड की निकासी के लिए निकास लाइन कनेक्शन होना चाहिए। मेनलाइन को बंद करने वाले कनेक्शन का आकार मेनलाइन के आकार के एक-तिहाई से कम नहीं होना चाहिए।

प्रवेश से पहले वाल्व सहित शाखा में मेनलाइन पाइप और पहले वाल्व के बीच के सभी जोड़ों, जिसमें प्रवेश से लेकर पहले वाल्व तक वेल्डिंग की जानी चाहिए ताकि रिसाव की गुंजाइश को कम किया जा सके जिसे वाल्व के बंद करने पर पृथक न किया जा सकता हो।

- पिगिंग सुविधाएं

मेन गैस पाइपलाइनों और फीडर लाइनों, स्पर लाइनों तथा 4" और उससे अधिक आकार की ब्रांच लाइनों तथा 10 कि.मी. से अधिक लम्बी पाइपलाइनों में पिगिंग सुविधाएं उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

क्रमिक पिगिंग स्टेशनों के बीच अंतर को पाइपलाइन के व्यास, पिगिंग प्रचालन की प्रकृति और पिग्स की क्षमता के आधार पर निर्धारित किया जाएगा। 200 कि.मी. से अधिक का अंतर नहीं होना चाहिए।

पिगिंग स्टेशनों तक निकटतम सड़क से बारहमासी संपर्क सड़कें बनाई जानी चाहिए।

- **बेंड्स**

कोल्ड फील्ड बेंड्स का न्यूनतम व्यास तालिका-3 के अनुसार होना चाहिए।

किरीट बेंड की अनुमति नहीं दी जानी चाहिए।

तालिका-3

सामान्य पाइप आकार (इंच)	न्यूनतम बेंड्स व्यास
12 और कम	21 घ
14 से 16	30 घ
18 और अधिक	40 घ

जहां 'घ' स्टील पाइप के व्यास से अधिक हो।

हॉट बेंड्स के लिए न्यूनतम बेंड्स व्यास 3घ होना चाहिए।

- **उष्मा-रोधी जोड़**

भूमि से ऊपर पाइपलाइन और स्टेशन पाइप से भूमिगत पाइप को विद्युत से पृथक करने के लिए उष्मा-रोधी जोड़ लगाए जाने चाहिए।

- **शाखा कनेक्शन**

भूमिगत पाइप खण्ड में एनपीएस2 से कम आकार के ब्रांच कनेक्शन लगाने की सिफारिश नहीं की जाती।

मेनलाइन से सभी ब्रांच कनेक्शनों में पृथक वाल्व लगाए जाने चाहिए जो मेन पाइपलाइन से न्यूनतम संभव दूरी पर लगे हों।

जहां पिगिंग के लिए डिजाइन की गई पाइपलाइनों में वेल्डेड या फोर्जड ब्रांच कनेक्शन लगाए गए हों, वहां यह सुनिश्चित करने के लिए विशेष ब्रांच कनेक्शनों का इस्तेमाल किया जाना चाहिए कि कनेक्शन के दौरान पिग क्षतिग्रस्त न हो जाए।

पिग्स के सुलभ मार्ग सुनिश्चित करने के लिए फ्लो टी या गाइडेड वॉर टी का इस्तेमाल किया जाना चाहिए।

- **फ्लेंजड या सूत लगे जोड़, बोल्ट, नट, गैस्कट और अन्य फिटिंग्स**

क्रॉस कंट्री पाइपलाइनों में सूत लगे जोड़ों का इस्तेमाल नहीं किया जाना चाहिए। सूत लगे जोड़ों के प्रयोग की अनुमति एसवी स्टेशनों के भूमि के ऊपर स्टेशनों/भूमि से ऊपर खण्डों में तभी दी जानी चाहिए यदि इससे पहले वेल्डेड पृथक्करण वाल्व उपलब्ध कराया गया हो।

फलेंजड जोड़ धातु की घुमावदार अपघर्षण गैस्केट या धातु के छल्लों के आकार की गैस्केट से बना होना चाहिए। साधारण एस्बेस्टोस शीट/प्रबलित गैस्केट/सीएएफ गैस्केट का इस्तेमाल नहीं किया जाना चाहिए।

- **मीटर सुविधा**

क्रेता और विक्रेता के बीच परस्पर सहमति अनुसार अमेरिकी गैस एसोसिएशन (एजीए) की आवश्यकता को पूरा करने के लिए सभी अभिरक्षा अंतरण प्वाइंट पर उचित प्रकार के मीटर लगाए जाने चाहिए। मीटरों के अपस्ट्रीम पर ड्राई गैस फिल्टर लगाए जाने चाहिए यदि मीटरों के निर्माताओं द्वारा ऐसा करना अपेक्षित हो।

- **पाइपलाइन स्टेशनों की विद्युतीय स्थापना**

Indiacode

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन स्टेशन के लिए विद्युत उपकरण के चयन के आधार के रूप में पाइपलाइन स्थापना का क्षेत्रीय वर्गीकरण आईएस-5572 के अनुसार होना चाहिए। विद्युत उपकरणों की विशिष्टि आईएस-5571, "जोखिम क्षेत्र के लिए विद्युत उपकरण के चयन हेतु दिशा-निर्देश" के अनुरूप होनी चाहिए। विद्युत स्थापनाओं में अग्नि सुरक्षा का डिजाइन अनुबंध-II में संलग्न अनुसार संगत आईएस मानक के अनुसार तैयार किया जाना चाहिए।

सभी विद्युत उपकरण, प्रणालियों, ढांचों और बाड़ आदि को आईएस 3043 के अनुसार उपयुक्त रूप से भूयोजन (अर्थ) किया जाना चाहिए।

भूयोजन प्रणाली में भूयोजन नेटवर्क ग्रिड होनी चाहिए जिसमें अपेक्षित संख्या में इलेक्ट्रोड लगे हों। 250 वोल्ट से अधिक बिजली से चलने वाले सभी उपकरणों में अर्थ ग्रिड्स के लिए दो पृथक और विविध कनेक्शन होने चाहिए। इंस्ट्रूमेंट और इलेक्ट्रिक पॉवर के लिए अलग अर्थ ग्रिड लगाए जाने चाहिए।

बिजली गिरने से सुरक्षा आईएस:2309 की आवश्यकता अनुसार उपलब्ध कराई जाएगी। 4.8 मी.मी. से अधिक की मोटाई वाले स्व-चालक ढांचों के लिए एरियल छड़ और भूमिगत संवाहक की बिजली गिरने से सुरक्षा की आवश्यकता नहीं होती। तथापि, इन्हें अनुबंध-II में संलग्न अनुसार संगत आईएस मानक के अनुरूप बेस में कम से कम दो स्थलों पर भूयोजन प्रणाली से जोड़ा जाना चाहिए।

- **इंस्ट्रूमेंटेशन और नियंत्रण प्रणाली**

पाइपलाइन प्रणाली के लिए इंस्ट्रूमेंटेशन और नियंत्रण प्रणाली सामान्यत: एपीआई-आरपी-551 से एपीआई-आरपी-556 तक के एपीआई मानक द्वारा "रिफाइनरी उपकरण और नियंत्रण प्रणाली की स्थापना नियमावली" की आवश्यकता पूरी होनी चाहिए।

- **संचार**

सामान्य और आपात दोनों स्थितियों के अंतर्गत सुरक्षा प्रचालनों को सुनिश्चित करने के लिए खण्ड-वार वाल्व स्टेशन तथा रिमोट प्रचालन क्षमता सहित विभिन्न स्टेशनों के बीच संपर्क स्थापित करने के लिए एक विश्वसनीय और समर्पित संचार प्रणाली का पूरे पाइपलाइन में अभिकल्प, स्थापना और अनुरक्षण किया जाना चाहिए।

- **कंप्रेसर स्टेशन**

कंप्रेसर स्टेशन(नों) का एएसएमई बी31.8 की आवश्यकता के अनुसार अभिकल्प तैयार किया जाना चाहिए।

अनूठे गैस कंप्रेशरों में अद्वितीय सुविधाओं को अनुबंध-IV में दर्शाया गया है और इसमें निम्नलिखित शामिल होंगे:

कंप्रेसर

सेंट्रीफ्यूगल टाइप प्रोसेस गैस कंप्रेशरों को एपीआई-617 के अनुसार अभिकल्प तैयार किया जाना चाहिए। अन्य कंप्रेशरों का अभिकल्प एपीआई-618 के अनुरूप होना चाहिए। छोटे आकार के कंप्रेशरों के लिए एपीआई-11पी पर भी विचार किया जाए।

राष्ट्रीय गैस ग्रिड के लिए कंप्रेसर स्टेशन में उलट प्रवाह का प्रावधान होना चाहिए।

कूलर्स के बाद गैस

डाउनस्ट्रीम पाइपलाइन में लागू करने से पहले मेन पाइपलाइन की परत को बनाए रखने के लिए संपीडित गैस तापमान को वांछित स्तर

तक लाने के लिए कूलर्स लगाए जाएं।

स्टेशन बाईपास: किसी कारण से कंप्रेसर स्टेशन को पृथक करने की स्थिति में पाइपलाइन के **अगले हिस्से में** गैस का प्रवाह बनाए रखने के लिए कंप्रेसर स्टेशन में एक बाई पास होना चाहिए।

- **अन्य आवश्यकताएं**

सभी गैस कंप्रेसर इकाइयों में बंद करने या अलार्म उपकरण लगाए जाने चाहिए ताकि इकाइयों में अपर्याप्त कूलिंग या लुब्रिकेशन होने पर इन्हें चलाया जा सके।

यदि वायुमण्डल में गैस सकेन्द्रण न्यूनतम विस्फोट सीमा से 20% अधिक है तो सभी कंप्रेसर भवनों या कंप्रेशर्स स्किड्स में निर्धारित गैस डिटेक्टर्स लगाए जाने चाहिए ताकि इकाई के अंदर गैस के रिसाव का पता लगाया जा सके और यूनिट का सिग्नल गिर जाए।

अग्नि और गैस डिटेक्टरों के इकाई को बंद करने हेतु कंप्रेसर भवनों या कंप्रेशरों को पृथक करने तथा आग लगने की स्थिति में इकाई के अंदर सफाई एजेंट/सीओ$_2$ को रिलीज किया जा सके। **इसके अलावा, कंप्रेसर और कंप्रेसर ड्राइवर (इंजन/टर्बाइन/मोटर स्किड) में कंपन निगरानी उपकरणों को लगाया जाना चाहिए जिसमें स्थानीय और/या रिमोट अलार्म शटडाउन क्षमताओं का प्रावधान हो।**

पर्यावरण अनुकूल फ्लडिंग अग्निशामक प्रणाली का प्रयोग मौजूदा स्थापना में या जब अहाते में कोई सुरक्षा न हो, तभी किया जाना चाहिए।

सीओ$_2$/क्लीन एजेंट के लिए फ्लडिंग सिस्टम संलग्न कंप्रेसर क्षेत्र के मामले में ही लागू होगा।

कंप्रेसर स्टेशन भवन के नियंत्रण कक्ष तथा विद्युत सब-स्टेशन में केबल खाइयों में स्मोक डिटेक्टर लगाए जाने चाहिए ताकि धुआं निकलने पर अलार्म बज उठे।

स्टेशनों के सभी महत्वपूर्ण स्थलों पर परम्परागत ब्रेक ग्लास टाइप अग्नि अलार्म प्रणाली लगाई जानी चाहिए।

सुरक्षा उपकरण और विशेषताएं

कंप्रेशन सुविधाओं और गैस परिवहन प्रणाली के लिए सुरक्षा प्रणाली में निम्नलिखित शामिल होने चाहिए:

- **आपात शटडाउन प्रणाली**

कंप्रेसर स्टेशन में एक आपात शटडाउन प्रणाली (ईएसडी) होनी चाहिए ताकि आपात स्थिति में और जब स्थिति की मांग हो, गैस की निकासी के लिए स्टेशन सुविधाओं को विश्वसनीय और सुरक्षित रूप से बंद किया जा सके। ईएसडी प्रणाली में केवल आपात लाइट और उपकरण की सुरक्षा के लिए आवश्यक लाइटों को छोड़कर सभी गैस संपीडन उपकरणों, सभी गैस फायरड उपकरणों को बंद करने तथा गैस हैडर्स तथा कंप्रेसर रोड के परिसर में स्थित विद्युत सुविधाओं को ऊर्जा रहित करने का प्रावधान होना चाहिए।

आपात शटडाउन प्रणाली, स्टेशन के गैस क्षेत्र से कम से कम 2 स्थलों से चालू होनी चाहिए जिसमें से एक स्थल कंप्रेसर भवन के बाहर क्षेत्र में स्थित होना चाहिए।

- **दबाव कम करने वाले उपकरण**

दबाव नियंत्रण प्रणाली/रेगुलेटरों के खराब होने की स्थिति में अलार्म बजने सहित दबाव नियंत्रण प्रणाली/रेगुलेटरों के अपस्ट्रीम अतिरिक्त दबाव शटऑफ वाल्व उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

पाइप का आकार ऐसा होना चाहिए कि पाइप में गैस का वेग बिना फिल्टर की गई गैस के लिए 20 मी./सेकण्ड से अधिक और शीर्ष स्थिति में

फिल्टर के लिए 40मी./सेकण्ड से अधिक नहीं होना चाहिए। ध्वनि का दबाव स्तर पर्यावरण विभाग/प्रदूषण नियंत्रण बोर्ड द्वारा निर्धारित अधिकतम सीमा होना चाहिए।

आसपास के तापमान में वृद्धि के कारण उत्पन्न अत्यधिक दबाव से ट्रैपड वोल्यूम के रूप में प्राकृतिक गैस वाली पाइपलाइन के किसी उपकरण या भाग को उपयुक्त सुरक्षा राहत वाल्व लगाकर सुरक्षा प्रदान की जानी चाहिए। सुरक्षा राहत वाल्वों के डिस्चार्ज को निकास लाइन प्रणाली से जोड़ा जाना चाहिए। ऐसे सभी सुरक्षा राहत वाल्वों में रलीफ वाल्व के अपस्ट्रीम लॉक ओपन टाइप पृथक वाल्व होने चाहिए। इसके अलावा, यदि निकास को फ्लेयर हेडर से जोड़ा जाता है तो रलीफ वाल्व के डाउनस्ट्रीम लॉक ओपन पृथक वाल्व लगाया जाना चाहिए।

पर्याप्त क्षमता के दबाव सुरक्षा वाल्व तथा संवेदनशील या अल्य सुरक्षा उपकरण/प्रणाली यह सुनिश्चित करने के लिए स्थापित की जानी चाहिए कि प्रणाली का सामान्य प्रचालन दबाव अधिकतम अनुमेय प्रचालन दबाव (एमएओपी) के 10% से अधिक न हो।

- **निकास लाइनें**

निकास लाइन का अभिकल्प और स्थापना रीलीफ वाल्व से गैस निकालने के लिए किया जाना चाहिए ताकि उसे वायुमण्डल में छोड़ा जा सके। निकास लाइन से जुड़ी ब्लो डाउन पाइपिंग का ऐसे स्थल तक विस्तार किया जाना चाहिए जहां गैस के डिस्चार्ज से कंप्रेसर स्टेशन या आसपास के क्षेत्र के लिए खतरा उत्पन्न न हो।

हाइड्रोकार्बन के प्रभावी बिखराव के लिए सुरक्षा वाल्व से डिस्चार्ज कार्य स्तर या सबसे ऊंचे ढांचे से 3 मीटर (न्यूनतम) की ऊंचाई पर 15 मीटर के व्यास में, जो भी ऊंचा हो (केवल कंप्रेसर स्टेशन के मामले में), वायुमण्डल में ऊपर की ओर ऊर्ध्वाधर होना चाहिए। इस मामले में सुरक्षा वाल्व के डाउनस्ट्रीम पर पृथक वाल्व की आवश्यकता नहीं होगी। पृथक वाल्व, सुरक्षा वाल्व के डाउनस्ट्रीम तभी उपलब्ध कराया जाए यदि सुरक्षा वाल्व डिस्चार्ज लाइन को फ्लेयर हेडर से जोड़ा जाता है।

स्थापना और निर्माण

पाइपलाइन को जमीन के नीचे दबाया जाना चाहिए जब तक कि भूमि से ऊपर का निर्माण अपवाद स्वरूप कारणों से वांछनीय न पाया जाए।

- **पाइपलाइन कवर**

गैस पाइपलाइनों को तालिका-4 में विनिर्दिष्ट अनुसार न्यूनतम कवर के साथ जमीन में दबाया जाना चाहिए।

चट्टानी क्षेत्रों तथा सख्त मृदा/कंकड़-पत्थर वाले क्षेत्रों में पाइप के आसपास नरम मिट्टी/बालू का न्यूनतम 150 मी.मी. मोटा पैड उपलब्ध कराया जाना चाहिए। यदि आवश्यक हो तो नरम पैड के स्थान पर स्थापना और परीक्षण के दौरान परत/स्टील पाइप को क्षति से बचाने के लिए रॉक-शील्ड/रॉक गार्ड या कंक्रीट परत की सुरक्षात्मक परत उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

आरओयू के अंदर किसी रिहायशी निर्माण की अनुमति नहीं दी जानी चाहिए।

- **उत्खनन**

खेती योग्य भूमि और अन्य विशेष रूप से विनिर्दिष्ट क्षेत्रों में खाई से उत्खनन किए गए शीर्ष 300 मी.मी. की मृदा का अलग से भण्डारण किया जाना चाहिए। शेष खाई की भराई करने और उसे ठोस बनाने के बाद इस ऊपरी मिट्टी को मूल स्वरूप में लाया जाना चाहिए।

खाई के तल पर पाइप के किनारे और खाई के बीच खाई की चौड़ाई ऐसी होनी चाहिए कि

सामान्य मिट्टी में खाई के लिए 200 मी.मी. का न्यूनतम स्पष्ट फासला तथा चट्टानी क्षेत्र में 300 मी.मी. फासला होना चाहिए।

तालिका-4: पाइपलाइनों के लिए न्यूनतम कवर आवश्यकता स्थल

क्र.सं.	स्थान	न्यूनतम कवर[iv] (मी)
i)	सामान्य/चट्टानी भूभाग	1.0
ii)	सड़क मार्ग और रेल-सड़क पर नालीदार खाइयां	1.0
iii)	छोटी नदी पार करना, ज्वारीय क्षेत्र और अन्य जलमार्ग (ii)	1.5
iv)	प्रमुख नदी पार करना (ii)	2.5
v)	चट्टानी क्षेत्र सहित नदी	1.5
vi)	लाइनड नहर/नाले आदि	1.5
vii)	खांचेदार/बिना खांचेदार सड़क पार करना (iii)	1.2
viii)	खांचेदार रेल-सड़क पार करना (iii)	1.7

टिप्पणियाँ :

i. कवर को कोटिड पाइप के ऊपर से मृदा की अछूती सतह तक या ग्रेडिड कार्य स्ट्रिप के शीर्ष, जो भी कम हो, तक मापा जाना चाहिए। कार्य पट्टी में गहराई तक भराई सामग्री डालने पर विचार नहीं किया जाना चाहिए।

ii. नदी/जलमार्ग, जहॉ कटाव और/या क्षय की संभावना रहती है, वहां विशिष्ट कवर को कटाव/क्षय के बाद संभावित न्यूनतम क्षेत्र रूपरेखा से मापा जाना चाहिए। जहाँ कटाव के स्तर का पता न लगाया जा सकता हो, वहाँ नदी/जलमार्ग के मौजूदा तल से न्यूनतम 1 मीटर का अतिरिक्त कवर (उपर्युक्त तालिका 4 में उल्लिखित अनुसार कवर के अतिरिक्त) उपलब्ध कराया जाएगा।

iii. कवर को सड़क के शीर्ष या रेल के शीर्ष, जैसी स्थिति हो, से मापा जाना चाहिए।

iv. जब कभी कवर के उपर्युक्त प्रावधानों को स्थल बाधाओं के कारण उपलब्ध न कराया जा सकता हो वहाँ खाँचे/कंक्रीट, आदि द्वारा अतिरिक्त सुरक्षा प्रदान की जानी चाहिए।

v. प्राधिकारियों द्वारा दबाव डाले जाने पर गहराई को संबंधित प्राधिकारियों के निर्देश के अनुसार बनाया जाना चाहिए।

मौजूदा पाइपलाइन के समानांतर नई स्टील पाइपलाइन या मेन लाइन के बीच स्पष्ट दूरी न्यूनतम 5.0 मीटर होनी चाहिए जब भारी पुराने निर्माण उपकरण का इस्तेमाल किए जाने की संभावना हो। निर्माण पद्धतियों का सावधानीपूर्वक आकलन करने के बाद इस दूरी को घटाकर तीन (3) मीटर किया जाना चाहिए बशर्ते कि इससे निर्माण के दौरान असुरक्षित स्थितियां पैदा न हों। निर्माण के दौरान मौजूदा पाइपलाइन को भूमि पर स्पष्ट रूप से चिन्हित किया जाना चाहिए। ऐसे क्षेत्रों में कार्य करते समय द्विभाषी (स्थानीय भाषा और हिन्दी/अंग्रेजी) चेतावनी संकेत लगाए जाने चाहिए।

एक ही खाई में एक से अधिक नए हाइड्रोकार्बन पाइपलाइन या मेन लाइन बिछाते समय पास ही डाली गई पाइपलाइनों के बीच न्यूनतम 500 मी.मी. की स्पष्ट दूरी होनी चाहिए।

किसी रिहायशी इकाई या किसी औद्योगिक भवन या जन सभा स्थल जहां लोग कार्य करते हैं, एकत्र होते हैं या समागम करते हैं, के 15.0 मीटर के दायरे में कोई पाइपलाइन नहीं डाली जानी चाहिए बशर्ते कि इसे उपर्युक्त तालिका-4 में विनिर्दिष्ट अनुसार कम से कम 300 मी.मी. का कवर या आरसीसी स्लैब सहित ऊंची पाइप दीवार मोटाई/सुरक्षा तथा अन्य उपशमन उपाय जैसी

विशेष सुरक्षा उपलब्ध कराई जाए।

- क्रासिंग

जहां तक संभव हो पाइपलाइन को दाएं कोण पर मौजूदा केन्द्र को पार करना चाहिए। क्रासिंग के दोनों ओर उपलब्ध कराए गए टर्निंग प्वाइंट (टीआर) मौजूदा सुविधा के समानांतर डाली गई पाइपलाइन को छोड़कर बेंड्स की स्थापना के लिए मौजूदा सुविधा की आरओयू/आरओडब्ल्यू से पर्याप्त दूरी पर स्थित होने चाहिए। न्यूनतम कवर तालिका-4 के अनुसार होना चाहिए।

प्राधिकारियों द्वारा दबाव डालने पर सड़क/राजमार्ग/रेल क्रासिंग का निर्माण खांचेदार पाइप, न्यूनतम व्यास, खांचेदार पाइप की मोटाई और लम्बाई का प्रयोग करके किया जाना चाहिए और खांचेदार पाइप की लम्बाई एपीआई आरपी-1102 के अनुरूप होनी चाहिए। वाहक पाइप को खांचेदार पाइप के अंदर टिकाऊ और विद्युतीय गैर-संचालक सामग्रियों से निर्मित केसिंग ऊष्मा-रोधी का इस्तेमाल करके खांचेदार पाइप के अंदर पर्याप्त सहारा दिया जाना चाहिए। यदि वाहक पाइप की जिंक रिब्बन एनोड्स से सुरक्षा की जाती है तो पानी के प्रवेश और/या खोल में बाहरी सामग्री को रोकने के लिए खोल के अंतिम सिरे पर सील लगाई जानी चाहिए। पाइप के खोल के सिरे पर निकास और अपवाहिका उपलब्ध कराई जानी चाहिए। यदि आवश्यक हो तो पाइप के खोल के बाहर वाहक पाइपों को स्वतंत्र रूप से सहारा दिया जाना चाहिए।

पाइप के खोल को बेनटोनाइट से भरे जाने पर अंतिम सिरों पर सील लगाने की कोई आवश्यकता नहीं होगी।

ओपन कट, बोरिंग, जैकिंग या अन्य उपयुक्त बिना खाई खोदे किसी तकनीक के द्वारा वाहक पाइप/पाइप के खोल को डाला जाना चाहिए।

- उपयोगिताओं की क्रासिंग

जब किसी भूमिगत पाइपलाइन को किसी मौजूदा भूमिगत पाइपलाइन, केबल, नाले या अन्य सेवाओं से गुजारना हो तो पाइपलाइन को ऐसी सर्विसेज से कम से कम 500 मी.मी. नीचे बिछाया जाना चाहिए। जहाँ ऊपर उल्लिखित अनुमोदन प्राप्त करना संभव न हो, वहां विशेष डिजाइन और निर्माण का इस्तेमाल करना चाहिए। **मौजूदा पाइपलाइन को निर्माण कार्यकलापों के दौरान और बाद में उचित रूप से समर्थन दिया जाना चाहिए।**

जब किसी मौजूदा भूमिगत पाइपलाइन, केबल, नाले या अन्य सर्विसेज के समानांतर बिछाया जाना हो तो भूमिगत पाइपलाइन को कम से 500 मी.मी. की स्पष्ट अनुप्रस्थ दूरी पर डाला जाए। जहां ऊपर उल्लिखत दूरी को बनाए रखना संभव न हो, वहां विशेष डिजाइन और निर्माण का प्रयोग किया जाए।

पाइपलाइन और विद्युत पारेषण लाइनों की आधार सुविधाओं के बीच विद्युत दोष वर्तमान हस्तक्षेप से बचने की व्यापक दूरी को बनाए रखना चाहिए।

पाइपलाइन और पारेषण टॉवर फुटिंग्स के बीच न्यूनतम 3 मीटर की दूरी को बनाए रखा जाना चाहिए।

कोल्ड फील्ड बेंड्स

कोल्ड फील्ड बेंड्स का व्यास तालिका-3 में विनिर्दिष्ट अनुसार होगा।

बेंड के दोनों सिरे सीधे होने चाहिए और इनमें किसी भी तरह का मोड़ नहीं होनी चाहिए। किसी भी स्थिति में बेंड का अंतिम सिरा 0.5 मी. की दूरी पर या व्यास के बाहर पाइप के बराबर, जो भी कम हो, पाइप के अंतिम छोर से या गिर्थ वेल्ड के एक मीटर के अंदर नहीं होना चाहिए। बेंडिंग के बाद प्रत्येक पाइप में गोलाई किसी भी बिंदु पर सामान्य व्यास के 2.5 प्रतिशत से कम नहीं होनी चाहिए।

IndiaCode

बेंड्स की पाइप के सामान्य आंतरिक व्यास के 95 प्रतिशत के बराबर व्यास की गेज प्लेट के साथ फिट किए गए गेज पिग को खींचकर जांच की जानी चाहिए। पिग में कम से कम दो पिग होने चाहिए जो 300 मी.मी. से कम या पाइप सामान्य व्यास, जो भी बड़ा हो, की दूरी पर नहीं होने चाहिए।

देशांतर वेल्ड्स वाले पाइपों को इस तरह से मोड़ा जाना चाहिए कि बेंड के तटस्थ अक्ष के जरिए गुजरने वाले प्लेन में होना चाहिए।

बेंडिंग के बाद परत के उतरने की देखकर जांच की जानी चाहिए और दोष का पता लगाना चाहिए। बेंडिंग (परत बलात रिज सहित) के दौरान हुए किसी दोष या उतरी हुई परत की मरम्मत की जानी चाहिए।

- **नीचे उतारना**

नीचे उतारने संबंधी कार्रवाई शुरू करने से पहले खाई की उपयुक्तता पर विशेष ध्यान दिया जाना चाहिए ताकि पाइपलाइन पर चढ़ी परत को नुकसान पहुंचाए बिना उसे नीचे डाला जा सके तथा पाइपलाइन को उपयुक्त रूप से एक-समान सहारा दिया जा सके।

पाइपलाइन में जहां-कहीं परत चढ़ाई गई है चाहे स्किड हो या पाइप बिछाने के प्रचालन के दौरान उपकरण उठाना हो, की क्षति, निशान पड़ने या अन्य दोषों की दृष्टि से सावधानीपूर्वक जांच की जानी चाहिए। दोष, यदि कोई हो, की पूरी तरह मरम्मत की जानी चाहिए।

पाइपलाइन के छोटे पूर्व खण्डों को संपीडित वायु से साफ किया जाना चाहिए ताकि पाइप खण्ड के अंदर धूल को हटाया जा सके।

पाइप को गड्ढे में उतारते समय पाइप की पूरी परिधि की होलिडे डिटेक्टर से जांच की जानी चाहिए तथा क्षेत्रीय संयुक्त परत सहित परत में किसी दोष का पता लगाने के लिए चढ़ाई गई परत के लिए उपयुक्त वोल्टेज निर्धारित किया जाना चाहिए। होलिडे डिटेक्शन से पता लगाए गए किसी दोष या क्षति की मरम्मत की जानी चाहिए।

- **वापस भराई**

पाइप को नीचे खाई में डालने के तत्काल बाद यथासंभव भराई की जानी चाहिए।

खाई खोदने से निकली मिट्टी का भराई के लिए इस्तेमाल किया जाना चाहिए जब तक कि ऐसा करना उपयुक्त न हो। भराई सामग्री में बाहरी सामग्री और/या मिट्टी के सख्त ढेले नहीं होने चाहिए जिससे पाइप और/या उस पर चढ़ी परत को नुकसान पहुंचे या खाई को भरने में खाली जगह नहीं छूटनी चाहिए।

खेती योग्य भूमि तथा अन्य विशेष रूप से विनिर्दिष्ट क्षेत्रों में खाई खोदने से निकली ऊपरी परत तथा अलग से जमा करके रखी गई मिट्टी से ही भूमि का पहले जैसा स्तर बनाया जाना चाहिए।

भराई के दौरान संरक्षण से बचने के लिए खड़े ढालू क्षेत्रों (सामान्यतया 10 प्रतिशत और अधिक की ढलान) में खोदी गई खाइयों में खड़ी ढाल ब्रेकर या अन्य उपाय किए जाने चाहिए। पानी के निकलने और पानी के जमा होने से बचने के लिए नाली सहित आरओयू उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

- **पाइपलाइन मार्कर**

पाइपलाइन की उपस्थिति दर्शाने के लिए ज्यादातर 1 कि.मी. के अंतर पर पाइपलाइन मार्ग पर पाइपलाइन मार्कर और श्रृंखला उपलब्ध कराई जानी चाहिए। मार्कर राजमार्गों (एनएच/एसएच) के दोनों ओर, मुख्य जिला सड़कों (एमडीआर), रेलवे क्रासिंग और जलाशय क्रासिंग पर भी लगाए जाने चाहिए। अन्य क्रासिंग जहां तृतीय पक्ष कार्यकलाप अपेक्षित है तथा प्रवेश से स्टेशनों तक एक मार्कर लगाया जाना चाहिए।

IndiaCode

चौराहों पर सावधान "गैस पाइपलाइन" जैसे शब्दों, प्रचालन कंपनी का नाम, आपात दूरभाष संपर्क नं0 आदि के मार्कर क्षेत्रीय/हिन्दी और अंग्रेजी भाषाओं में लगाए जाने चाहिए।

- **पाइपलाइन की सफाई**

हाइड्रो परीक्षण से पूर्व पाइप के भाग की पाइपलाइन की ज्यामीतिय दृष्टि से सफाई और जांच की जानी चाहिए।

संपूर्ण पाइपलाइन के आंतरिक व्यास को साबित करने के लिए पाइपलाइन के जरिए एक गेज पिग गुजारा जाना चाहिए। गेज प्लेट में पाइपलाइन में प्रयुक्त सबसे मोटी पाइप के आंतरिक व्यास के 95% के बराबर व्यास होना चाहिए। गेज प्लेट मुख्यत: एलुमिनियम प्लेट से बनी होनी चाहिए।

निर्माण के बाद परीक्षण

- **परीक्षण**

टाई-इन स्पूल में प्रयुक्त पहले से जांची गई पाइपों को छोड़कर निर्माण के बाद सभी पाइपलाइन खण्डों की हाइड्रो जांच की जानी चाहिए।

दबाव परीक्षण के बाद कोई वेल्डिंग (टाई-इन वेल्ड के अलावा) और/या यांत्रिक हैण्डलिंग की अनुमति नहीं दी जाती।

स्थापना के पूर्व और उसके बाद कम से कम चार (4) घंटे की अवधि के लिए खांचेदार क्रासिंग (सड़क/रेल) और नदी पार खण्डों का दबाव परीक्षण किया जाएगा। ऐसे खण्डों का पूर्ण मेनलाइन खण्डों के साथ दोबारा परीक्षण किया जाएगा।

परीक्षण माध्यम के रूप में पानी का इस्तेमाल किया जाएगा। जहां आवश्यकता हो, परीक्षण जल को संक्षारण रोधी की अपेक्षित मात्रा और पानी की गुणवत्ता के आधार पर आक्सीजन सफाई के साथ डाला जाना चाहिए।

एपीआई-1110 संस्तुत पद्धति का पाइपलाइन के दबाव परीक्षण के लिए मार्गदर्शन के रूप में इस्तेमाल किया जाना चाहिए।

- **परीक्षण दबाव और अवधि**

  - *पाइपलाइन*

    पाइपलाइन के साथ-साथ किसी बिंदु पर न्यूनतम परीक्षण दबाव तालिका-5 के अनुसार होना चाहिए।

    अधिकतम परीक्षण दबाव मिल परीक्षण दबाव या परीक्षण खण्ड में न्यूनतम दीवार मोटाई पर आधारित पाइप सामग्री के एसएमवाईएस के 95 प्रतिशत के बराबर हूप दबाव पैदा करने के लिए अपेक्षित दबाव है।

    परीक्षण अवधि को न्यूनतम चौबीस घण्टे या सांविधिक प्राधिकारी द्वारा अपेक्षित अनुसार बनाए रखा जाएगा।

    ताप भिन्नता के कारण अनुमेय दबाव तक गिरने के अलावा यदि 1 बॉर के बाद दबाव गिरता है तो परीक्षणाधीन के अंतर्गत कुल भाग 24 घंटे कसाव परीक्षण के अधीन होना।

    पाइपलाइन के सफल दबाव परीक्षण के बाद मेनलाइन वाल्व की स्थापना की जानी चाहिए।

तालिका-5 न्यूनतम परीक्षण दबाव

स्थल वर्ग	अपेक्षित दबाव
1	1.25 x अभिकल्प दबाव
2	1.25 x अभिकल्प दबाव
3	1.40 x अभिकल्प दबाव
4	1.40 x अभिकल्प दबाव

IndiaCode

परीक्षण के दौरान दबाव भिन्नता स्वीकार्य होगी, यदि यह रिसाव के अलावा तथ्यों जैसे तापमान भिन्नता कारक से उत्पन्न हो। अधिकतम बेहिसाब दबाव भिन्नता 0.3 बार से अधिक नहीं होनी चाहिए। आवश्यकताओं को पूरा न करने वाली पाइपलाइनों की मरम्मत की जाएगी और इनकी इन मानकों की आवश्यकताओं के अनुसार पुन: परीक्षा की जाएगी।

- *भूमि से ऊपर स्टेशन पाइप*

स्टेशन पाइप का दबाव परीक्षण पाइपलाइन से अलग किया जाना चाहिए।

स्टेशन पाइपिंग की 1.4 बार अभिकल्प दबाव के न्यूनतम परीक्षण दाब पर जांच की जानी चाहिए।

परिक्षण दबाव को चार (4) घंटे की अवधिक के लिए बनाए रखा जाना चाहिए।

- *न्यून दबाव रिसाव जांच*

जमीन से ऊपर पाइपलाइन/पाइपिंग, उपकरण, उपकरण प्रेरित ट्यूबिंग, आदि सभी फ्लैंजड जोड़ की जांच पाइपिंग प्रणाली/उपकरण में दबाब बनाकर जांच की जानी चाहिए या नाइट्रोजन या गैस को 7.0 कि.ग्रा/सेंमी 2 ग्रा. के दबाव पर रखकर रिसाव की साबुन के घोल/उपयुक्त डिजीटल गेज द्वारा जांच की जानी चाहिए।

- **पानी निकालना और सुखाना**

पाइपलाइन खण्डों/स्टेशन पाइपिंग के हाइड्रो परीक्षण के बाद खण्ड में इनहिबिटर के भरे होने के अलावा तत्काल पानी निकाल देना चाहिए। पानी निकालने के बाद पाइपलाइन खण्ड को सुखा देना चाहिए और स्टेशन पाइपिंग से भी पानी निकालने के लिए संपीडित वायु द्वारा उसे सुखाया जाना चाहिए। इसके अलावा, पाइपलाइन को या तो सुपर शुष्क वायु या निर्वात से शुष्क बनाकर कम से कम 8 डिग्री सैंटिग्रेड ओसांक पर लाया जाना चाहिए।

वैकल्पिक तौर पर हाइड्रो परीक्षण के बाद पाइपलाइन से पानी के स्थान पर वायुमंडलीय दबाब बनाया जाता है। यह जल कॉलम 2 से 3 कि.मी. लम्बे शुष्क प्राकृतिक गैस कॉलम को 1 या 2 नाइट्रोजन कॉलम से बदला जाता है। प्रत्येक कॉलम द्वि-आयामी पिग्स द्वारा पृथक किया जाता है। हाइड्रोजन गैस/गैस/मिश्रण प्राप्ति सिरे को तब तक जलाया जाना चाहिए जब तक कि पाइपलाइन अपेक्षित स्तर तक शुष्क न हो जाए।

- **ज्यामितीय सर्वेक्षण**

सर्वेक्षण से विद्युत जयामितीय पिग्स (ईजीपी) का इस्तेमाल करके पाइपलाइन जयामितीय की स्थापना निम्नलिखित कार्यकलापों के पूरा और स्वीकृत होने के बाद की जाएगी:

क. गेज और सफाई
ख. हाइड्रो परीक्षण
ग. मेनलाइन/खण्ड-वार वाल्व स्टेशन की स्थापना
घ. सभी अनुबंध
ड. पाइपलाइन की सभी सुविधाओं को पूरा करना

- **स्थापना-पूर्व/अक्रियात्मकता**

स्टेशन पाइपिंग और पाइपलाइन की अपेक्षित अक्रियात्मकता नाइट्रोजन या निर्वात शुष्कता के प्रयोग द्वारा की जानी चाहिए। इस बात का ध्यान रखा जाना चाहिए कि पाइपलाइन या

पाइपिंग में गैस और वायु का विस्फोटक मिश्रण न बने। पाइपलाइन या पाइपिंग में अवशिष्ट ऑक्सीजन तत्व 2.0 प्रतिशत (खण्ड/खण्ड) से कम होना चाहिए।

- **पाइपलाइन का परिरक्षण**

यदि दबाव परीक्षण के बाद पाइपलाइन स्थापना के (6) महीने से अधिक की देरी होने का अनुमान हो तो उपयुक्त परिरक्षण तकनीकी अपनाई जानी चाहिए ताकि ऐसी अवधि के दौरान आंतरिक संक्षारण से बचा जा सके।

पाइपलाइन को पर्याप्त मात्रा में संक्षारण रोधी खुराक का इस्तेमाल करते हुए या लाइन में किसी निष्क्रिय गैस को भरकर और एक सकारात्मक दबाब पर परिरक्षित किया जाना चाहिए।

- **स्थापना**

स्थापना के दौरान पाइपलाइन खण्डों के सभी कार्यकलापों को शामिल करने और स्थापना कार्य के समय उचित संचार सुनिश्चित करके प्रलेखित स्थापना प्रक्रिया का प्रलेखन किया जाना चाहिए।

स्थापना प्रचालन का प्राधिकृत कार्मिक द्वारा नियंत्रण और पर्यवेक्षण किया जाना चाहिए।

स्थानीय प्रशासन और अन्य सांविधिक निकायों, जो भी लागू हों, को सूचित किया जाना चाहिए और कार्य योग्य सुरक्षा अधिकारी की निगरानी में होना चाहिए।

गैस भरने की प्रक्रिया के पूरा होने पर एक स्थापना रिपोर्ट तैयार की जाएगी जिसे अधिकृत व्यक्ति और सुरक्षा अधिकारी द्वारा पृष्ठांकित किया जाना चाहिए।

स्थापना कार्यकलापों को प्रारंभ करने से पूर्व निम्नलिखित सुनिश्चित किया जाना चाहिए:

क. स्थापना प्रक्रिया होनी चाहिए।

ख. पूरी पाइपलाइन तथा संबद्ध स्टेशन पाइपिंग का दबाव परीक्षण पूरा किया जाता है।

ग. भूमि से ऊपर पाइपिंग/फ्लैंजड जोड़ों के निम्न दबाव रिसाव जांच को पूरा किया जाना चाहिए।

घ. पाइपलाइन साफ कर दी गई है और मलबा आदि हटा दिया गया है।

ड. सभी मेनलाइन/खण्डवार वाल्व आवश्यकता के अनुसार लगाए गए है।

च. सभी गोल्डन जोड़ों का निरीक्षण किया जाता है और स्वीकार किया जाता है।

छ. पाइपलाइन खण्ड का जयामितीय सर्वेक्षण, यदि लागू हो, कराया जाता है।

ज. स्थापना के लिए प्रशिक्षित और अनुभवी कार्मिक उपलब्ध/तैनात होते हैं।

दस्तावेज

एएसएमई बी31.8 खण्ड 867 में उल्लिखित ब्यौरे के अलावा, पाइपलाइन मालिक को निम्नलिखित रिकार्ड/दस्तावेज भी बनाए रखने चाहिए।

I. अभिकल्प और अभियांत्रिक दस्तावेज

II. मार्ग नक्शे, सिधाई शीटें, क्रासिंग, रेखाचित्र, पाइपिंग और इंस्ट्रूमेंटेशन डॉयग्राम, स्टेशन विन्यास।

III. विक्रेता और उप-ठेकेदार मूल्यांकन तथा रिकार्ड।

IV. निरीक्षण और रखरखाव रिपोर्टें

V. आयाम, धातुकर्मी, निष्पादन और कार्यात्मक रिपोर्ट सहित सामग्री प्रमाण-पत्र

VI. एक पूर्ण पाइप बुक

VII. रिसाव या विफलता, यदि कोई हो, के स्थल स्हित दबाव परीक्षण रिकार्डों तथा की गई मरम्मत का ब्यौरा

VIII. पाइपलाइन सहित निर्मित ड्राइंग

IX. सुदृढ़ता, खिंचाव और रिसाव परीक्षण रिपोर्ट

X. पहचान सहित प्रत्येक स्थल की पूर्ण परिसंपत्ति

XI. वेल्ड के एनडीटी रिकार्ड
XII. ज्यामितीय सर्वेक्षण रिपोर्टें, यदि लागू हों।
XIII. सफाई और शुष्क रिकार्ड
XIV. स्थापना रिपोर्टें
XV. गैर-अनुपालन/विचलन रिपोर्टें
XVI. निरीक्षण का अंशशोधन रिकार्ड, माप और मीटरिंग और जांच उपकरण
XVII. लेखा-परीक्षा अनुपालन रिपोर्टें
XVIII. संवैधानिक अनुमोदन
XIX. अनुमोदन ड्राइंग/दस्तावेज
XX. अंतर्राष्ट्रीय प्रक्रियाएं
XXI. उपकरण और प्रचालन नियमावली

अनुसूची 1ड.
प्रचालन और रखरखाव प्रक्रिया

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का प्रचालन और रखरखाव एएसएमई बी31.8 की आवश्यकताओं के अनुसार किया जाएगा, केवल उन्हें छोड़कर जहां ऐसी आवश्यकताओं को इस मानक में विनिर्दिष्ट आवश्यकताओं द्वारा विशेष रूप से रद्द/बदला या संशोधित किया गया हो।

गैस ट्रांसमिशन और वितरण सुविधाओं की सुरक्षा को प्रभावित करने वाला प्रचालन और रखरखाव प्रक्रिया

मूल आवश्यकता

सीजीडी नेटवर्क का प्रचालन करने वाली कंपनी के पास प्रभावी स्वास्थ्य, सुरक्षा और पर्यावरण प्रबंधन प्रणाली (एचएसई प्रबंधन प्रणाली) तथा परिवर्तन प्रणाली प्रबंधन होनी चाहिए ताकि प्रचालन और आपातकाल के दौरान समग्र सुरक्षा सुनिश्चित की जा सके।

एचएसई प्रबंधन प्रणाली में निम्नलिखित मुख्य तत्व शामिल होंगे:

- एचएसई नीति विवरण
- नीति का कार्यान्वयन सुनिश्चित करने के लिए संगठनात्मक उद्देश्य
- एचएसई प्रबंधन प्रणाली के प्रत्येक कार्यकलाप का समर्थन करने के लिए विस्तृत प्रक्रियाएं
- नियंत्रण और निगरानी कार्यकलापों का कार्यान्वयन
- आवधिक निगरानी, समीक्षा और कार्य-निष्पादन रिपोर्ट करना
- आंतरिक और बाहरी कार्यकलापों की लेखा-परीक्षा

एचएसई प्रबंधन प्रणाली के भाग के रूप में निम्नलिखित प्रक्रियाएं तैयार की जानी चाहिए:

- न्यूनतम जोखिम सहित आपातकाल स्थिति को सुरक्षित तौर पर हैण्डल करने के लिए आपातकाल प्रबंधन प्रणाली।
- आपदा प्रबंधन योजना जिसमें अपतट और तट पर आपात प्रतिक्रिया योजनाएं और परस्पर सहायता प्रणाली शामिल है।
- एचएजेडओपी के रूप में जोखिम चयन प्रक्रियाएं।
- जोखिम विश्लेषण और जोखिम आकलन प्रक्रिया जैसे क्यूआरए।
- सुरक्षा और तकनीकी दक्षता प्रणाली।
- परिचालन स्वास्थ्य और सुरक्षा विधि प्रयोज्यता मैट्रिक्स तथा परिचालन स्वास्थ्य और सुरक्षा (ओएच एंड एस) विधि अनुपालन मैट्रिक्स।

प्रचालन और रखरखाव योजना की अनिवार्य विशेषताएं

एएसएमई बी31.8 में उल्लिखित प्रचालन और रखरखाव योजना में शामिल करने के लिए संस्तुत मदों के अलावा, निम्नलिखित को प्रचालन और रखरखाव प्रणाली में भी शामिल किया जाना चाहिए।

प्रचालन सिद्धांत और प्रक्रियाएं

अपेक्षित प्रचालनात्मक प्रक्रियाओं को स्पष्ट रूप से दर्शाने वाला एक प्रचालन सिद्धांत दस्तावेज और सुरक्षित प्रचालन मापदण्डों का विकास किया जाना चाहिए। औपचारिक जोखिम पहचान और जोखिम मूल्यांकन के आधार पर उपयुक्त प्रचालनात्मक नियंत्रण सहित प्रचालन प्रक्रियाएं

indiacode

और जोखिम आकलन लगाया जाना चाहिए। पृथक सिद्धांत पर एक दस्तावेज तैयार करके प्रचालन कार्मिक को उपलब्ध कराया जाए। संयंत्र के विन्यास, मुख्य सेवाओं के स्थल, कंप्रेसर स्टेशन में प्रवेश और आपात निकास आदि का एक रेखाचित्र दर्शाया जाना चाहिए। इसमें मुख्य उपकरण तथा उनकी पहचान संख्या भी दर्शाई जानी चाहिए।

सुरक्षित कार्य स्थितियां उपलब्ध कराने तथा कार्य को सुरक्षित रूप से करने के लिए एक कार्य परमिट प्रणाली अपनाई जानी चाहिए। कार्य परमिट प्रणाली का मूल उद्देश्य यह सुनिश्चित करना है कि कार्य को कार्मिकों को चोट पहुंचाए बिना, संपत्ति को नुकसान से बचाने, आग से सुरक्षा आदि के रूप मे सबसे सुरक्षित ढंग से किया जाए।

आपात स्थिति में कार्रवाई को स्पष्ट रूप से स्थापित किया जाना चाहिए तथा उसे सभी संबंधित लोगों द्वारा समझा जाना चाहिए तथा प्रमुख रूप से प्रदर्शित किया जाना चाहिए। कार्मिक सुरक्षा उपकरणों (पीपीई) को उपलब्ध कराया जाना चाहिए तथा उनका सभी प्रचालन कार्मिकों द्वारा इस्तेमाल किया जाना चाहिए।

स्क्रैपर ट्रैप, खण्डवार वाल्व स्टेशन, ब्लॉक वाल्व स्टेशन और कंप्रेसर स्टेशन क्षेत्र में 'करें' और 'न करें' प्रदर्शित किया जाना चाहिए। कंप्रेसर स्ट'शन, खण्डवार वाल्व स्टेशन और ब्लॉक वाल्व स्टेशन क्षेत्र में "मोबाइल फोन निषेध", "धूम्रपान मना है", "लाईटर/माचिस निषेध" प्रदर्शित किया जाना चाहिए। करें" और "न करें, सुरक्षा सावधानियां, आपात फोन सं. प्रदर्शित की जानी चाहिए।

प्रचालन अनुदेशों, ईएसडी ट्रिप्स, निर्धारित दबाव की सूची नियंत्रण कक्ष और सभी महत्वपूर्ण प्रचालन उपकरणों के निकट प्रदर्शित की जानी चाहिए।

प्रचालन कार्मिक को पर्याप्त जानकारी होनी चाहिए और प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के कार्यों को सुरक्षित और कुशल ढंग से सुनिश्चित किया जाना चाहिए।

महत्वूपर्ण प्रचालनात्मक कार्यकलाप लिखे जाने चाहिए और ऐसे कार्यकलापों के रिकार्ड बनाए रखे जाने चाहिए। सभी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रचालन प्राधिकृत व्यक्ति (व्यक्तियों) के पर्यवेक्षण में कराए जाने चाहिए।

स्तर, दबाव और ध्वनि एवं सुरक्षित प्रचालनों के लिए निर्धारित अनुसार प्रचालन मापदण्डों की सीमाएं बढ़ाई नहीं जानी चाहिए। यदि किसी अपसामान्य प्रचालन स्थितयाँ उत्पन्न होती हैं तो उसके कारणों की जांच की जानी चाहिए और सुधारात्मक कार्रवाई की जानी चाहिए। एक अलार्म प्रबंधन प्रणाली स्थापित की जानी चाहिए ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि सभी अलार्म की निगरानी, विश्लेषण और पृथक्करण किया जाता है ताकि सभी प्रचालन मापदण्ड परिभाषित निर्धारित सीमा के अंदर हों।

प्रचालन कर्मचारियों को किसी रिसाव का पता लगाने और नियंत्रण करने के लिए सतर्कता बरतनी चाहिए।

फ्लेंजेस और उपकरण टैपिंग पर रिसाव की निगरानी करने के लिए कंप्रेसर स्टेशन पर विधिगत अंशशोधित गैस डिटेक्टर्स उपलब्ध होने चाहिए।

प्रचालन सिद्धांत में निम्नलिखित को अवश्य शामिल किया जाना चाहिए:-

क. प्रणाली विवरण
ख. प्रचालनात्मक निर्धारित बिंदु
ग. प्रारंभण
घ. अस्थायी प्रचालन
ङ. सामान्य प्रचालन
च. सामान्य शट डाउन प्रक्रिया
छ. आपात शट डाउन (ईएसडी) प्रक्रियाएं तथा ईएसडी उत्पन्न करने वाले स्थितियां
ज. सीपी प्रणाली

2. रखरखाव सिद्धांत और प्रक्रिया

निवारक रखरखाव योजना तथा अपेक्षित विभिन्न प्रक्रियाओं को स्पष्ट रूप से दर्शाने वाला एक रखरखाव सिद्धांत दस्तावेज बनाया जाना चाहिए।

स्थानीय स्थितियों को ध्यान में रखते हुए मूल उपकरण निर्माण (ओईएम) द्वारा दी गई सिफारिशों पर विचार करते हुए संपूर्ण पाइपलाइन प्रणाली के लिए एक विस्तृत रखरखाव पद्धति बनाई जानी चाहिए। नियमावली में अवधि अर्थात् दैनिक, साप्ताहिक मासिक, छमाही और वार्षिक आधार पर निवारक अनुरक्षण अनुसूची शामिल होनी चाहिए।

नियमावली के भाग के रूप में रिसाव क्लैम्प, हॉट टैपिंग और स्टॉपल प्लगिंग तथा अन्य मरम्मत पद्धति की प्रक्रियाओं को भी शामिल किया जाना चाहिए।

3. परिवर्तन योजनाओं का प्रबंधन

सुरक्षित प्रचालन नियंत्रण (एससीओ), के लिए एक व्यवस्थित परिवर्तन प्रक्रिया प्रबंधन पाइपलाइन प्रणाली में परिवर्तनों के प्रभाव का पता लगाने और उस पर विचार करने की दृष्टि से बनाई जानी चाहिए। परिवर्तन प्रबंधन से प्रणाली के तकनीकी, भौतिक, प्रक्रियात्मक और संगठनात्मक परिवर्तन, चाहे स्थायी हो या अस्थायी, समाधान होना चाहिए।

प्रचालन और रखरखाव प्रक्रिया से निम्नलिखित का भी समाधान होना चाहिए

- मीटरों, मापकों और अन्य उपकरणों की व्यास-मापन योजना, जिससे प्रणाली की गुणवत्ता और सुरक्षा प्रभावित हो।
- दबाव विनियम तथा नियंत्रण उपकरण की कार्य जांच योजना।

स्टील पाइपलाइनों या मेन लाइनों के मार्ग सहित आवधिक निरीक्षणों के प्रावधान में प्रचालन हूप दबाव के बावजूद पाइपलाइनों और मेन लाइनों के सभी भाग शामिल होने चाहिए।

आपातकाल योजना की अनिवार्य विशेषताएं

पाइपलाइन का प्रचालन करने वाली कंपनियाँ आपातकाल नियंत्रण कक्ष उपलब्ध कराएंगी जिनमें चौबीस घंटे तैनाती होगी तथा इसमें प्रभावी संचार प्रणाली और आपातकाल वाहनों में संचार सुविधाएं, प्राथमिक सहायता उपकरण, अग्निशामक, गैस संसूचक, मरम्मत किट और औजार, नक्शे, योजनाएं, सामग्री सुरक्षा आंकड़ा शीट आदि शामिल होंगे।

कंपनी एक आपातकाल प्रतिक्रिया योजना, एक आपदा प्रबंधन योजना और एक सार्वभौमिक योजना बनाएगी। इन योजनाओं को तैयार करते समय कंपनी विभिन्न स्थानीय प्राधिकारियों (अर्थात् अग्नि प्राधिकारियों, पुलिस प्राधिकारियों, स्वास्थ्य प्राधिकारियों, स्थानीय प्रशासन, आपदा प्रबंधन प्राधिकारियों, परस्पर सहायता, फैक्टरी निरीक्षणालय, आदि) को विश्वास में लेगी तथा कोई घटना होने पर मामले में अपनी भूमिका का स्पष्ट रूप से उल्लेख करेगी।

1. लिखित आपातकाल प्रक्रियाएं

आपातकाल प्रक्रियाएं तथा आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) तैयार करते समय निम्नलिखित पर भी विशेष ध्यान दिया जाना चाहिए:-

- आपातकाल और अन्य सुरक्षा अनुदेशों के दौरान "करें" और "न करें"।
- आपातकाल प्रतिक्रिया दल सदस्यों, आपातकाल सेवाओं, परस्पर सहायता उद्योगों, जिला प्राधिकारियों, कानून लागू करने की एजेंसियों, ठेकेदारों/विक्रेताओं, अग्नि सेवाओं, जिला नागरिक प्राधिकारियों आदि के टेलीफोन नम्बर।
- आपातकाल के दौरान की जाने वाली कार्रवाई, जिसमें चेतावनी देना/प्रभावित क्षेत्र की घेराबंदी करना और किसी आपात स्थिति से प्रभावित होने पर नागरिक प्राधिकारियों और/या अन्य उपयोगिता

Indiacode

कंपनियों को सूचित करना।

- **ईआरडीएमपी में परिकल्पित अनुसार अन्य सुरक्षा आवश्यकताएं।**

2. प्रशिक्षण

प्रचालन और रखरखाव स्टॉफ को आवधिक पुनश्चर्या पाठ्यक्रम के जरिए प्रचालन और सुरक्षा प्रशिक्षण दिया जाना चाहिए।

प्रशिक्षण प्रक्रिया का प्रभावी कार्यान्वयन और सुधार सुनिश्चित करने के लिए आवधिक आंतरिक लेखा-परीक्षा की जानी चाहिए

3. संपर्क

स्वामित्व या प्रचालन करने वाली कंपनी में अन्य विद्यमान उपयोगिता कंपनियों, जिला और गैस आपूर्ति कंपनियों के साथ संपर्क कायम करने के लिए विनिर्दिष्ट कार्मिक होने चाहिए। अन्य सभी उपयोगिता कंपनियों के प्रतिनिधियों का उपयोगिता समन्वय दल तथा नागरिक प्राधिकारी पर्याप्त रूप से सुरक्षा रिकाड़ो में सुधार कर सकता है।

4. शैक्षणिक कार्यक्रम

पाइपलाइन का प्रचालन करने वाली कंपनियां उपभोक्ताओं और आम जनता के लिए व्यापक जनजागरूकता कार्यक्रम शुरू करेंगी। शैक्षिक सामग्री स्थानीय भाषा, हिन्दी और अंग्रेजी भाषा में तैयार की जाएगी। ऐसे शैक्षिक कार्यक्रमों के लिए स्थानीय रूप में उपलब्ध दृश्य-श्रृव्य मीडिया का प्रयोग किया जाना चाहिए।

5. खराब पाइपलाइन की जांच

सभी परिसंपत्ति संबंधी खराबियों की रिपोर्ट और रिकार्ड करने के अलावा, पर्यावरण को हुए नुकसान और तृतीय पक्ष संपत्ति की भी रिकार्डिंग की जानी चाहिए।

खराबी की जांच करने वाले दल में खामियों की जांच करने में प्रशिक्षित कार्मिक शामिल होने चाहिए।

बार-बार खराबी होने के सभी आंकड़ों का रुझानों की दृष्टि से विश्लेषण किया जाना चाहिए ताकि खराबी को कम करने के लिए प्रशिक्षण सहित उचित पहल की जा सके।

6. विस्फोट के प्रभाव

नगर सीमा तथा किसी तृतीय पक्ष ढांचे या सुविधा केन्द्रों के पास कोई विस्फोट नहीं किया जाना चाहिए। किसी भी स्थिति में विस्फोट नगर प्राधिकारियों से उचित प्राधिकार लेने के बाद ही किया जाना चाहिए, भले ही ऐसा प्रचालन करना सुरक्षित हो।

7. दुर्घटना/आपात सूचना प्रक्रियाएं

कंपनी को आंतरिक दुर्घटना रिपोर्टिंग प्रक्रिया तथा सभी प्रकार की दुर्घटनाओं/आपातकाल जैसे i) बाल-बाल बचने वाली दुर्घटनाओं, ii) मानव घंटों की हानि के बिना दुर्घटनाओं, iii) मानव-घंटों की हानि सहित दुर्घटनाओं की प्रतिक्रिया योजनाओं पर एक दस्तावेज बनाना चाहिए। रिपोर्टिंग स्तर का प्रक्रिया में भी उल्लेख किया जाना चाहिए।

पाइपलाइन रखरखाव

1. पाइपलाइन निगरानी

आरओयू, मध्यवर्ती स्थापना, रिसाव, निर्माण कार्यकलाप, अतिक्रमण, मृदा सफाई और अन्य कोई तथ्य, जिनसे पाइपलाइन की सुरक्षा और प्रचालन प्रभावित होता हो, की सतही स्थितियों की निगरानी के लिए स्थल वर्ग 3 और 4 के लिए प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की निगरानी की बारंबारता 30 दिनों में एक बार तथा स्थल वर्ग 1 और 2 के लिए प्रत्येक तिमाही में एक बार होनी चाहिए।

IndiaCode

संपूर्ण पाइपलाइन मार्ग की वर्ष में कम से कम एक बार पैदल चलकर जांच की जानी चाहिए।

मुख्य राजमार्गों और रेल सड़क क्रासिंग की व्यापक बारंबारता से तथा मुख्य पाइपलाइन से अधिक गहन निगरानी की जानी चाहिए। पाइपलाइन के अत्यधिक परिणामी क्षेत्रों (एचसीए) जैसे अस्पताल/वृद्ध आश्रमों/स्कूल/भवनों आदि से गुजरने पर क्षेत्र की गंभीरता के आधार पर अधिक बार जांच की जानी चाहिए। सड़क क्रासिंग, गहरे नालों और क्रास-कंट्री घाटी को कवर करने का अनुरक्षण एएसएमई बी31.8 खण्ड सं. 851.21 और 851.22 के अनुरूप होना चाहिए।

पैदल निगरानी, वाहन निगरानी या हेलीकॉप्टर निगरानी के अलावा, लाइन निगरानी के नए तरीकों जैसे जीपीएस का प्रावधान, महत्वपूर्ण स्थलों पर सीसीटीवी की स्थापना, उपग्रह आधारित निगरानी और ओपटिकल फाइवर के जरिए कंपन संवेदी प्रणाली का भी प्रयोग किया जाना चाहिए।

2. क्रासिंग के निरीक्षण के लिए आरओयू का रखरखाव

रखरखाव दल की उचित पहुंच सुनिश्चित करने के लिए आरओयू तथा विभिन्न स्थलों तक पहुंच को बनाए रखा जाना चाहिए।

सड़क और रेलवे क्रासिंग का तीन (3) महीने में कम से कम एक बार निरीक्षण किया जाना चाहिए।

जलाशय क्रासिंग की वर्ष में कम से कम दो बार अर्थात् मानसून से पूर्व या अचानक आई बाढ़ के बाद मलवे के जमा होने या अन्य किसी स्थिति, जिससे क्रासिंग की सुरक्षा और रक्षा प्रभावित होती हो, निरीक्षण किया जाना चाहिए।

आरओयू के साथ-साथ पब्लिक/मालिकों को गैस के रिसाव के संभावित परिणामों की जानकारी दी जानी चाहिए और इसे नियमित लेखा-परीक्षा के भाग के रूप में शामिल किया जाना चाहिए।

3. पाइपलाइन पिगिंग

बौद्धिक पिग्स का इस्तेमाल करके पाइपलाइन का निरीक्षण 10 वर्ष में कम से कम एक बार किया जाना चाहिए। एकत्रित आंकड़ों की पाइपलाइन की स्थिति और मरम्मत वाले क्षेत्रों का पता लगाने की दृष्टि से मूल्यांकन किया जाना चाहिए।

सामान्य पिगिंग (बैच पिग/सफाई पिग) पांच (5) वर्ष में कम से कम एक बार कराई जानी चाहिए।

अम्ल गैस का परिवहन करने वाली पाइपलाइनों का प्रत्येक 5 वर्ष में एक बार बौद्धिक पिगिंग का इस्तेमाल करके निरीक्षण किया जाना चाहिए।

4. कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली का निरीक्षण

पाइप से मृदा संभाव्यता तथा टीआर इकाई आंकड़ों जैसी कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली मापदण्ड का सभी सीपी निरीक्षण स्टेशनों पर प्रत्येक माह में कम से कम एक बार रिकार्ड किया जाना चाहिए।

संपूर्ण पाइपलाइन के निरीक्षण से उत्पन्न बिंदुओं की तत्काल पाइप से मृदा "आफ" संभाव्यता रिडिंग की वर्ष में एक बार जांच की जानी चाहिए।

न्यूनतम स्वीकार्य मानदण्ड एएसएमई बी31.8 परिशिष्ट के या एनएसीई एसपी-0169, जैसा लागू हो, के अनुसार होने चाहिए।

वर्तमान माप को वर्ष में कम से कम एक बार परीक्षण स्टेशनों पर रिकार्ड किया जाना चाहिए जहां मौजूदा माप सुविधा विद्यमान हो।

कैथोडिक सुरक्षा सुधारकों का छः माह में एक बार निरीक्षण किया जाना चाहिए।

सभी निवारक उपकरणों का तिमाही में एक बार निरीक्षण किया जाना चाहिए।

हस्तक्षेप बांड का वर्ष में एक बार निरीक्षण किया जाना चाहिए।

5. परत सर्वेक्षण

पीयरसन सर्वेक्षण/प्रत्यक्ष करंट वोल्टेज ग्रेडिएंट (डीसीवीजी)/सतत् संभावित लॉगिंग (सीपीएल) सर्वेक्षण/वर्तमान क्षीणता परीक्षण (सीएटी) 5 वर्ष में एक बार किया जाना चाहिए। ऊष्मा-रोधी जोड़ों और संयोजनों का वर्ष में एक बार परीक्षण किया जाना चाहिए।

निरीक्षण रिकार्ड का परिरक्षण किया जाना चाहिए।

हूप दबाव स्तर पर विनिर्दिष्ट न्यूनतम उत्पाद सुदृढ़ता के 30% से अधिक पर स्टील पाइपलाइनों के प्रचालन की मरम्मत प्रक्रियाएं

पाइप के संरक्षण के मामले में जिसके कारण दबाव की मोटाई उस सीमा तक कम हो जाती है के अधिकतम अनुमेय प्रचालन दबाव को इस मानक की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए मूल डिजाइन से कम करना अपेक्षित होता है, तब या तो पाइप खण्ड की मरम्मत की जानी चाहिए या उसे बदला जाना चाहिए या पाइपलाइन की दर को कम किया जाना चाहिए जो पाइप की शेष मजबूती के अनुरूप हो।

इस मानक की आवश्यकता के अनुसार सभी निशान तथा रिसाव वाली सभी पाइपों को हटाया जाना चाहिए या मरम्मत की जानी चाहिए।

पाइपलाइन की निम्नलिखित में से किसी एक द्वारा मरम्त की जानी चाहिए।

क. दोषपूर्ण पाइप के गोलाकार टुकड़े को काटकर तथा उसे न्यूनतम 2 मीटर की लम्बाई के परीक्षण पूर्व पाइप से बदला जाना चाहिए जो पाइप की अपेक्षित विशिष्टि को पूरा करता हो।

ख. वेल्डिंग से काटकर पूरे गोलाकार टुकड़े या आंतरिक दबाव को बनाए रखने के लिए रिसाव क्लैम्प की स्थापना करना तथा हल्का दबाव डिजाइन बनाना जिसमें अधिकतम अनुमेय प्रचालन दबाव से कम न हो। इसे परिधि और अनुलम्ब दोनों तरफ से पूरी तरह वेल्ड किया जाना चाहिए।

ग. उपर्युक्त (क) और (ख) के अनुसार की गई सभी मरम्मत की रेडियोग्राफी जांच और/या अल्ट्रासोनिक जांच की जानी चाहिए।

घ. परत चढ़ी पाइप की मरम्मत की स्थिति में सभी क्षतिग्रस्त परत को हटाया जाना चाहिए और उस पर नई परत लगाई जानी चाहिए।

क्षतिग्रस्त निशान और यांत्रिक क्षति की स्थायी क्षेत्रीय मरम्मत

1. दोष आकलन

पाइप कार्य में दोष और क्षति का पता लगाने के लिए प्रभावी दोष पहचान प्रणाली जैसे लाईन वॉक सर्वेक्षण, निगरानी, गश्त लगाने, रिसाव पहचान परीक्षण, आंतरिक लेखा-परीक्षण, बाहरी लेखा-परीक्षा आदि स्थापित की जानी चाहिए। उपयुक्त मरम्मत पद्धति के प्रयोग द्वारा दोषपूर्ण या क्षतिग्रस्त पाइपलाइनों का पता लगाया जाना चाहिए और सुरक्षित प्रचालन स्थितियां बहाल की जानी चाहिए।

मानक पद्धति के अनुसार दोषों को सतही क्षति, मामूली क्षति, गंभीर क्षति, अत्यधिक क्षति आदि के रूप में वर्गीकृत किया जाना चाहिए।

दोष के आकलन के आधार पर सुरक्षा प्रचालन के अनुरूप सर्वाधिक उपयुक्त मरम्मत पद्धति का चयन किया जाना चाहिए।

2. पाइपलाइन प्रणाली में सुधार

इस संहिता का प्रावधान पाइपलाइन के विस्तार के उद्देश्य से पाइपलाइन प्रणाली में किसी सुधार हेतु भी लागू होगा।

सुधार पाइपलाइन पद्धति को पृथक करके या हॉट-टैप पद्धति के द्वारा किया जाना चाहिए। जहां तक संभव हो, पाइपलाइन प्रणाली को सुधार के लिए

IndiaCode

बंद नहीं किया जाना चाहिए और अन्य पद्धतियां अपनाई जानी चाहिए ताकि अबाधित गैस की आपूर्ति की जा सके।

हॉट टैप को एपीआई आरपी 2201 के अनुसार लागू किया जाना चाहिए।

पारेषण सुविधाओं का त्याग करना

त्यागने, कनेक्शन बंद करने और वितरण सुविधाओं की पुन: स्थापना करने की आवश्यकता

एएसएमई बी31.8 में उल्लिखित ब्यौरे के अलावा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को त्यागने, कनेक्शन बंद करने या प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की पुन: स्थापना करने में निम्नलिखित को भी शामिल किया जाना चाहिए:

ऐसी पाइपलाइन प्रणाली, जिसका गैस के परिवहन के लिए इस्तेमाल नहीं किया जाता, की सेवाएं नहीं ली जानी चाहिए तथा प्रणाली से पूरा खतरनाक तरल पदार्थ निकाल लेना चाहिए। यदि प्रचालन कंपनी सांविधिक प्राधिकारी से आवश्यक अनुमोदन प्राप्त करने (यदि आवश्यक हो) के बाद पाइपलाइन प्रणाली के पूरे या आंशिक भाग को त्याग करने का निर्णय लेती है तो वह निम्नलिखित पर विचार करते हुए विस्तृत योजना बनाएगी:

क. बड़ी मात्रा में प्राकृतिक गैस की निकासी से बचा जाना चाहिए। यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि प्रणाली में मौजूद अधिकांश प्राकृतिक गैस का उपभोक्ता द्वारा इस्तेमाल कर लिया गया है।

ख. त्यागने से पूर्व पाइपलाइन खण्ड और सुविधाओं को सकारात्मक रूप से पृथक करके गैस की आपूर्ति के सभी स्रोतों से बंद कर दिया जाएगा।

ग. त्यागी गई पाइपलाइन प्रणाली और सुविधाओं की नाइट्रोजन गैस या निष्क्रिय सामग्रियों तथा अंतिम सिरों की सफाई की जानी चाहिए। यदि सुविधाओं की दवा से सफाई की जाती है तो यह सुनिश्चित किया जाए कि प्रणाली में ज्वलनशील पदार्थ मौजूद न हो।

पारेषण सुविधा समाप्त करना

पाइपलाइन को हटाने, विखण्डन, ध्वस्त या निपटान करने के लिए योजनाएं और प्रक्रियाएं बनाई जानी चाहिए।

सुविधाओं को हटाए जाने तक सुविधाओं का रखरखाव जारी रहेगा।

आवधिक निरीक्षण द्वारा कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली को बनाए रखा जाना चाहिए।

सुविधाओं को हटाने के कारण पर्यावरणीय प्रभाव आकलन कराया जाना चाहिए।

सुरक्षा और अग्नि से बचाव

सामान्य

सभी स्थापनाओं में निम्नलिखित अग्नि सुरक्षा सुविधाएं होनी चाहिए:-

- **अग्नि और गैस पहचान प्रणाली**
  - **कंप्रेसर स्टेशन:**

    दृश्य और श्रृव्य अलार्म सहित एक गैस पहचान प्रणाली स्थापित की जानी चाहिए ताकि यह पता चल सके कि न्यूनतम ज्वलनशील सीमा का पांचवा हिस्सा प्राप्त कर लिया गया है। गैस डिटेक्टरों को रिसाव के संभावित स्रोत पर लगाया जाना चाहिए।

    आईआर/धुएं का पता लगाने वाले उपकरणों को नियंत्रण कक्ष, एमसीसी, उपयोगिता कक्ष और कंप्रेसर अहाते में लगाया जाना चाहिए जिनमें संकेतक, अलार्म और घोषणा करने का प्रावधान हो।

IndiaCode

- अन्य गैस स्थापनाएं:

दृश्य और श्रृव्य अलार्म सहित एक गैस पहचान प्रणाली स्थापित की जानी चाहिए ताकि यह पता चल सके कि न्यूनतम ज्वलनशील सीमा का पांचवा हिस्सा प्राप्त कर लिया गया है। गैस डिटेक्टरों को रिसाव के संभावित स्रोत पर लगाया जाना चाहिए।

आईआर/धुएं का पता लगाने वाले उपकरणों को नियंत्रण कक्ष, एमसीसी, उपयोगिता कक्ष और कंप्रेसर अहाते में लगाया जाना चाहिए जिनमें संकेतक, अलार्म और घोषणा करने का प्रावधान हो।

- अग्नि अलार्म प्रणाली

- कंप्रेसर स्टेशन:

बिजली चालित अग्नि सायरन जिनकी श्रवण क्षमता 1 कि.मी. हो और/या कंप्रेशन स्टेशन परिसर के अंदर एएण्डजी प्रणाली श्रवण क्षमता के हूटर्स लगाए जाने चाहिए। आपात शट डाउन के दौरान इस प्रणाली को सतत् बिजली उपलब्ध कराने का प्रावधान किया जाना चाहिए।

मैनुअल कॉल प्वाइंट महत्वपूर्ण स्थलों पर लगाए जाने चाहिए। महत्वपूर्ण स्थलों पर मैनुअल प्रचालित अग्नि सायरन भी उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

- अन्य गैस स्थापनाएं

1 कि.मी. तक सुने जा सकने वाले बिजली चालित अग्नि सायरन लगाए जाने चाहिए। आपात शट डाउन के दौरान इस प्रणाली को लगातार बिजली उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

- अग्नि शामक उपकरण

नीचे दिए गए ब्यौरे के अनुसार अग्नि शामक उपकरण कंप्रेसर स्टेशनों, मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन, खण्ड-वार वाल्व स्टेशन, गैस प्रवेश/निकास टर्मिनलों और मीटररिंग स्टेशनों पर लगाए जाने चाहिए:

- कंप्रेसर स्टेशन:

क. कंप्रेसर क्षेत्र

10 कि.ग्रा. शुष्क रसायन पाउडर (डीसीपी) आधारित एक (I) संख्या

प्रति दो कंप्रेसर 6.8 कि.ग्रा. सीओ2 रसायन पाउडर आधारित एक (I) संख्या, और

मोबाइल 75 कि.ग्रा. डीसीपी आधारित शुष्क (I) संख्या।

ख. पिगिंग क्षेत्र, मीटरिंग क्षेत्र और गैस फिल्टर क्षेत्र

प्रत्येक स्थल पर 10 कि.ग्रा. डीसीपी आधारित एक (I) संख्या

ग. वायु कंप्रेसर

2 कि.ग्रा. सीओ$_2$ एक (I) और 5 कि.ग्रा. डीसीपी आधारित एक (I) संख्या

घ. कार्यालय/कैंटीन/स्टोर

प्रत्येक भवन में 10 कि.ग्रा. डीसीपी आधारित दो (2) संख्या

ङ. एमसीसी/डीजी कक्ष/एचटी कक्ष

प्रत्येक कक्ष में 4.5 कि.ग्रा. सीओ$_2$ या प्रति 100 मी^{2} कुर्सी क्षेत्र आधारित दो (2) संख्या

डीजी कक्ष के निकट बालू की चार टोकरी स्टैंड सहित उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

IndiaCode

प्राथमिक उपचार अग्नि सुरक्षा सहायक सामग्री की एक ट्राली भी उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

- **मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन**

  75 कि.ग्रा. एक (1) संख्या और 10 कि.ग्रा. डीसीपी आधारित एक (1) तथा 2 कि.ग्रा. सीओ$_2$ आधारित एक (1) संख्या।

  सीओ$_2$ कार्टेजिस के लिए 100% अतिरिक्त पुर्जे तथा डीसीपी कार्टेजिस के लिए 50% अतिरिक्त पुर्जे जमा करके रखे जाने चाहिए।

- **खण्डवार वाल्व स्टेशन**

  10 कि.ग्रा. डीसीपी एक (1) संख्या और 2 कि.ग्रा. सीओ$_2$ आधारित एक (1) संख्या।

  सीओ$_2$ कार्टेजिस के लिए 100% अतिरिक्त पुर्जे तथा डीसीपी कार्टेजिस के लिए 50% अतिरिक्त पुर्जे जमा करके रखे जाने चाहिए।

- **गैस प्राप्ति/सुपुर्दगी टर्मिनल:**

  75 कि.ग्रा. एक (1) संख्या और 10 कि.ग्रा. डीसीपी आधारित एक (1) तथा 2 कि.ग्रा. सीओ$_2$ आधारित एक (1) संख्या।

  सीओ$_2$ कार्टेजिस के लिए 100% अतिरिक्त पुर्जे तथा डीसीपी कार्टेजिस के लिए 50% अतिरिक्त पुर्जे जमा करके रखे जाने चाहिए।

  सभी अग्निशामकों में आईएसआई या समकक्ष मार्क लगे होने चाहिए। प्रत्येक अग्निशामक नियमावली को प्रत्येक स्थल पर उपलब्ध कराया जाना चाहिए। अपेक्षित अग्निशामकों की मात्रा और आकार अधिभोक्ता की प्रकृति और बचाए जाने वाले अग्नि/जोखिम वर्ग के आधार पर उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

  कंप्रेसर स्टेशनों में अग्नि जल नेटवर्क सहित अग्निशामक प्रणाली उपलब्ध कराई जाएगी।

निम्नलिखित पर भी विचार किया जाए:

1. जहां संवेदनशील विद्युत उपकरण की सफाई और संदूषण महत्वपूर्ण हो या उससे केवल सीओ$_2$ या क्लीन एजेंट (हैलन 1211) अग्निशामक प्रभावित होते हों, वहां उसे उपलब्ध कराया जाना चाहिए। (अग्निशामक का फायर साइज हेतु बीआई एस-2190 का संदर्भ लें)

2. अग्निशामकों को उपकरण के 15 मी. के दायरे में लगाया जाना चाहिए ताकि किसी व्यक्ति को 15 मी. से अधिक की दूरी तय न करनी पड़ी।

- **प्राथमिक चिकित्सा और सुरक्षा उपकरण**

  प्राथमिक चिकित्सा और सुरक्षा उपकरण कंप्रेसर स्टेशनों, मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन, खण्ड-वार वाल्व स्टेशनों, गैस प्राप्ति/सुपुर्दगी टर्मिनलों और मीटरिंग स्टेशनों पर उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

- **विंडस्टॉक**

  विंडस्टॉक नियंत्रण कक्ष/अग्नि-जल पंप हाउस जैसे उपयुक्त ऊंचे ढांचों पर इस तरह से उपलब्ध कराया जाएगा ताकि यह आसानी से दिख सके।

- **आपात विद्युत आपूर्ति**

  प्रचालन क्षेत्रों और नियंत्रण कक्ष के लिए आपात लाइट उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

IndiaCode

- **संचार प्रणाली**

संचार प्रणाली जैसे दूरभाष/पीए या पेजिंग, वॉकी-टॉकी, ऑप्टिकल फाइबर केबल आधारित संचार प्रणाली उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

आईपी स्टेशनों/रिपीटर स्टेशन सहित सभी मध्यवर्ती स्टेशनों में प्रमाणित संचार प्रणाली उपलब्ध कराई जानी चाहिए। मानव रहित स्टेशन पर सुरक्षा को संचार और आपात हैण्डलिंग से निपटने के लिए प्रशिक्षित किया जाना चाहिए।

- **अग्नि जल प्रणाली**

कंप्रेसर स्टेशनों पर अग्नि जल प्रणाली उपलब्ध कराई जानी चाहिए जिसमें निम्नलिखित शामिल हो:

क. अग्नि जल भण्डारण
ख. अग्नि जल पंप (मेन और जोकी)
ग. अग्नि जल वितरण पाइपिंग नेटवर्क
घ. अग्नि हाइड्रेंट/मॉनीटर
ड. जल छिड़काव/प्लावन प्रणाली।

सुविधाओं को इस आधार पर डिजाइन किया जाना चाहिए कि यह नगर अग्नि जल आपूर्ति स्थापना के नजदीक उपलब्ध न हो।

अग्नि जल प्रणाली का डिजाइन स्थापना में कहीं भी दो बड़ी अग्नि घटनाओं से एक साथ निपटने की दृष्टि से तैयार किया जाना चाहिए।

- **डिजाइन प्रवाह दर**

मध्यम वेग छिड़काव के लिए अग्नि जल पंपिंग आवश्यकता नीचे दी गई छिड़काव दर या अग्नि जल मॉनीटर (अर्थात् 288 एम^3/प्रति घंटा) की दो (2) संख्या के जरिए प्रवाह, जो भी अधिक हो, के आधार पर गणना की जानी चाहिए।

विभिन्न क्षेत्रों के लिए छिड़काव दर निम्न प्रकार होगी:

क. कंप्रेसर क्षेत्र: 20.4 एलपीएम/एम^2 का क्षेत्र
ख. स्क्रैपर क्षेत्र/मीटरिंग क्षेत्र/फिल्टर क्षेत्र: 10.2 एलपीएम/एम^2 का क्षेत्र
ग. अन्य क्षेत्र: 3 एलपीएम/एम^2 का क्षेत्र

कंप्रेसर क्षेत्र, कूलर क्षेत्र के बाद गैस, पिगिंग क्षेत्र, फिल्टर क्षेत्र, मीटरिंग क्षेत्र, संघनन एकत्रण क्षेत्र आदि को मॉनीटर और हाईड्रेंट का इस्तेमाल करते हुए मध्यम वेग जल छिड़काव प्रणाली उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

- **अग्नि जल प्रणाली अभिकल्प**

अग्नि जल दबाव प्रणाली का अभिकल्प न्यूनतम 7.0 कि.ग्रा./से.मी.^{2} (जी) के अवशिष्ट दबाव पर बनाया जाना चाहिए।

हाईड्रेंट/निगरानी सहित कंप्रेसर स्टेशन सुविधाओं के आसपास एक अग्नि जल रिंग मेन उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

न्यूनतम दो (2) मॉनीटरों को इस तरह से लगाया जाना चाहिए कि यह कंप्रेसर क्षेत्र, स्क्रैपर क्षेत्र और फिल्टर क्षेत्र को कवर कर सके। फॉयर हाईड्रेंट नेटवर्क बंद लूप में होनी चाहिए ताकि प्रणाली में बहुआयामी प्रवाह सुनिश्चित हो सके। बंद लूप और मध्यम लूप (300 मी. लंबी लूप के लिए) या प्रत्येक 300 मी. के अंतराल (यदि बंद लूप 300 मी. से लंबी है) पर जंक्शन के दोनों ओर पृथक वाल्व लगाए जाने चाहिए ताकि अन्य खण्ड को प्रभावित किए बिना किसी भी खण्ड को पृथक किया जा सके।

IndiaCode

- **अग्नि जल भण्डारण**

अग्निशम्न के लिए जल आवश्यकता को जल भण्डारण टैंकों के जरिए पूरा किया जाना चाहिए। सक्शन प्वाइंट के स्तर से अधिक के टैंकों की प्रभावी क्षमता पंपों की औसत क्षमता से न्यूनतम 4 घंटे होनी चाहिए। जहां जल आपूर्ति प्रणाली की संरचना 50% या उससे अधिक हो, इस भण्डारण क्षमता को घटाकर पंपों की औसत क्षमता के 3 घंटे तक कर दिया जाए।

भण्डारण टैंक/जलाशय सफाई और मरम्मत को सुविधा उपलब्ध कराने के लिए दो परस्पर जुड़े कंपार्टमेंट में होनी चाहिए। स्टील के टैंकों के मामले में न्यूनतम दो टैंक होने चाहिए।

- **अग्नि जल पंप**

डिजाइन किए गए अग्नि जल प्रवाह दर और हेड को पूरा करने के लिए अपकेन्द्र अग्नि जल पंप लगाए जाने चाहिए। पंप में फ्लडेड सक्शन होने चाहिए।

मोटर चालित जोकी पंप (10 मी.3/घंटे के जल प्रवाह से अधिक नहीं) की नेटवर्क के दूरस्थ छोर तक 7.0 कि.ग्रा./से.मी. 2 पर अग्नि नेटवर्क दबाव को बनाए रखने के लिए स्थापित किया जाना चाहिए।

स्टैंडबाई पंप सहित अग्नि जल पंप विशेषकर डीजल चालित होने चाहिए। जहां बिजली की आपूर्ति विश्वसनीय हो वहां 50% पंप मोटर चालित होने चाहिए।

मेन पंप की तरह न्यूनतम 50% पंप मोटर स्टैण्डबाई पंप(पों) (न्यूनतम एक), जिसका प्रकार, क्षमता और शीर्ष समान हो, उपलब्ध कराई जानी चाहिए। अग्नि जल पंपों में स्वचालित शुरूआती सुविधाएं उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

- **फायर हाइड्रेंट नेटवर्क**

अग्नि जल रिंग मेन को 120% डिजाइन जल प्रवाह दर के आकार के अनुसार बनाया जाना चाहिए। जल का वेग अग्नि जल रिंग में 5 मीटर से अधिक नहीं होना चाहिए। समुद्री जल सर्विस के मामले में अग्नि जल मेन पाइपें अंदर से कंक्रीट/गारे से या थर्मोप्लास्टिक सामग्री से निर्मित होनी चाहिए।

अग्नि जल स्टील पाइप रिंग मेन की स्थापना करते समय यह भूमि के ऊपर तैयार भूमि स्तर से 300 से 400 मी.मी. ऊंची होनी चाहिए और इसे नियमित अंतराल पर पर्याप्त रूप से समर्पित होना चाहिए। मिश्रित सामग्री से निर्मित पाइपें जमीन के अंदर बिछाई जानी चाहिए तथा अंतरण मॉनीटर और हाईड्रेंट के लिए स्टैंड पोस्ट फ्लैंड कनेक्शन कार्बन स्टील का होना चाहिए।

भूमिगत अग्नि जल मेन में न्यूनतम 1 मी. का कवर होना चाहिए और इस पर उपयुक्त परत/रैप चढ़ाया जाना चाहिए।

3"/4" स्टैंड पोस्ट पर दो पृथक लैण्डिंग वाल्व वाले दोहरे हाईड्रेंटों का इस्तेमाल किया जाएगा। सभी हाईड्रेंट निकास भूमि स्तर से 1.2 मीटर ऊपर होने चाहिए।

अग्नि जल मॉनीटर में स्वतंत्र पृथक वाल्व उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

होज बाक्स तथा 2 होज तथा एक नोजल प्रत्येक हाईड्रेंट प्वाइंट पर उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

IndiaCode

प्लावन वाल्व **छिड़काव प्रणाली** द्वारा सुरक्षा किए जा रहे जोखिम से 15 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए।

अग्नि हाईड्रेंट/मॉनीटर खतरनाक केन्द्र/ उपकरण से न्यूनतम 15 मी. की दूरी पर स्थित होने चाहिए। भवनों के मामले में यह दूरी 2 मी. से कम और भवन के अगले हिस्से से 15 मीटर की दूरी पर नहीं होने चाहिए। भवन में हाईड्रेंट का प्रावधान आईएस: 3844 के अनुसार होना चाहिए।

बाहरी दीवार या बैटरी सीमा की परिधि के प्रत्येक 30 मीटर के लिए कम से कम एक हाईड्रेंट पोस्ट उपलब्ध कराई जान चाहिए। मॉनीटर 45 मी. के अंतराल पर रखे जाने चाहिए।

- **मध्यम वेग से छिड़काव प्रणाली**

मध्यम वेग छिड़काव प्रणाली सभी महत्वपूर्ण क्षेत्रों जैसे कंप्रेसर यूनिट पर उपलब्ध कराई जानी चाहिए और प्रशीतन के लिए लगाए केन्द्रों में मूलत: स्प्रे नोजल होने चाहिए।

किसी विशेष केन्द्र में केवल एक प्रकार के स्प्रे नोजल ही उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

सभी स्प्रे नोजल 12 महीनों के अंतराल पर या अनुभव के आधार पर उससे पहले, यदि आवश्यक हो, उचित स्थापना, संक्षारण और सफाई की दृष्टि से निरीक्षण किया जाना चाहिए।

- **सामग्री विशिष्टियाँ**

ताजे पानी का इस्तेमाल करते हुए अग्नि जल प्रणाली में प्रयुक्त सभी सामग्री नीचे दर्शाए अनुसार प्रकार ही होनी चाहिए:

क. पाइपें - कार्बन स्टील (सीएस) आईएस: 3589/आईएस: 1239/ आईएस: 1978 या एपीआई 15 एलआर/एपीआई 15 एचआर के अनुसार मिश्रित सामग्री या इसके समकक्ष का प्रयोग किया जाएगा।

ख. यदि खारे पानी/उपचार किए गए बहि:स्राव जल का प्रयोग किया जाता है तो स्टील पाइपों के अग्नि जल मेन पाइप के अंदर सीमेंट गारे की परत लगाई जानी चाहिए या ग्लास प्रचालित एपोक्सी परत या जल गुणवत्ता के लिए उपयुक्त पाइप सामग्री का प्रयोग किया जाना चाहिए। वैकल्पिक तौर पर मिश्रित सामग्रियों से निर्मित पाइपों का प्रयोग किया जाना चाहिए।

ग. अग्नि जल सर्विसेज के लिए ढलवां लोहे की पाइपों का इस्तेमाल नहीं किया जाएगा।

घ. पृथक/प्लावन वाल्व या तो गेट वाल्व या बटरफ्लाई वाल्व होने चाहिए जिनमें खोलने और बंद करने का संकेत लगा हो। सामान्य जल के लिए सामग्री ढलवां स्टील तथा खारे पानी सर्विस के लिए कॉपर निकेल की होनी चाहिए।

ङ. हाईड्रेंट स्टैंड पोस्ट कार्बन स्टील की होनी चाहिए। मॉनीटर - कार्बन स्टील/गन मेटल के होने चाहिए।

च. निकासी वाल्व/लैंडिंग वाल्व-गनमेटल/एल्युमिनियम/स्टेनलेस स्टील/एल्युमिनियम-जिंक मिश्रधातु के होने चाहिए।

IndiaCode

छ. अग्नि होज-प्रबलित रबड़ की लाइनिंग वाले होज (63 मी.मी.), 15 मीटर मानक लम्बाई जो आईएस: 636 (टाइप क) या गैर-रिसाव वाले सिंथेटिक होज (टाइप ख)/यूएल या समकक्ष मानक की होनी चाहिए।

ज. भूमि से ऊपर अग्नि जल मेन वाह्यलाइन, हाईड्रेंट पोस्ट पर संक्षरण रोधी 'फायर रेड' रंग का आईएस:5 के अनुसार रंग किया जाना चाहिए।

झ. **अतिरिक्त होज, नोजल और सहायक उपकरण**

न्यूनतम 2 या 25% अतिरिक्त होज को जमा करके रखा जाना चाहिए।

होज बाक्स में उपलब्ध कराए गए नोजल के अलावा प्रत्येक टोपी अर्थात् - ब्रांच पाइपों सहित जेट नोजल, फोग नोजल, यूनिवर्सल नोजल, जल कर्टेन नोजल और छिड़काव नोजल का 1 सेट रखा जाना चाहिए।

रिकार्ड

एएसएमई बी31.8 के अंतर्गत कवर किए गए अनुसार रिसाव रिकार्डों के अलावा सीजीडी नेटवर्क कंपनी के निम्नलिखित रिकार्ड दस्तावेज रखे जाएंगे।

क. अभिकल्प/विशिष्टि दस्तावेज
ख. मार्ग नक्शे, सिधाई शीट, क्रासिंग, ड्राइंड, पाइप और इंस्ट्रूमेंटेशन रेखाचित्र, स्टेशन विन्यास पाइप बुक/स्थापना रिकार्ड।
ग. निगरानी निरीक्षण और अनुरक्षण रिपोर्ट
घ. सीपी केन्द्र तथा पाइप का स्थल दर्शाने वाले रिकार्ड और नक्शे
ड. सीपी निगरानी रिपोर्ट
च. रिसाव और मरम्मत रिकार्ड
छ. उपकरण का इतिहास कार्ड
ज. पाइपलाइन पिगिंग रिपोर्ट
झ. आयाम, धातुकर्मी, डीटी और एनडीजी, शक्ति, खिचाव, निष्पादन और कार्यात्मक रिपोर्ट सहित सामग्री प्रमाणन
ण. वेल्डिंग रिकार्ड
ट. पीक्यूआर, डब्लूपीएस और वेल्डर अर्हकता रिकार्डों
ठ. गैस-आईएन से पूर्व **अवसंरचना** की तृतीय पक्ष **तकनीकी लेखा-परीक्षा रिपोर्ट**
ड. स्थापना रिपोर्टें
ढ. गैर-अनुपालन/अपवर्तन रिकार्ड
त्र. निरीक्षण, माप, मीटर तथा जांच उपकरण के व्यास-मापन रिकार्ड
त. लेखा-परीक्षा अनुपालन रिपोर्टें
थ. सांविधिक अनुमोदन
द. अनुमोदित ड्राइंग/दस्तावेज
ध. एचएजेडओपी/जोखिम आकलन रिपोर्टें तथा ऐसी रिपोर्टों की सिफारिशों का अनुपालन
न. सभी प्रचालन और रखरखाव नियमावली

IndiaCode

अनुसूची - 1 च

संक्षारण नियंत्रण

बाह्य संक्षारण नियंत्रण

नया स्थापना/भूमिगत स्टील सुविधाएं, परत चढाने की आवश्यकताएं

परत चढाने में निम्नलिखित अपेक्षाओं को पूरा करना होगा:-

- चढी हुई परत (कोटिंग) से पाइप की बाहरी सतह और पर्यावरण के बीच एक अच्छा विद्युत पृथक्कीकरण बनेगा।
- चढ़ाई गई परत में पर्याप्त नमी संचरण प्रतिरोध होगा।
- चढ़ाई गई परत में पर्याप्त लचीलापन होगा ताकि टूट-फूट न हो सके।
- चढ़ाई गई परत में अच्छी यांत्रिक मजबूती होगी या अन्यथा साधारण रख-रखाव के कारण क्षति से सुरक्षित होगी। (जहां-कहीं जरूरी हो कंक्रीट की परत चढ़ाई जाए) जो मृदा का दवाब सहने लायक हो।
- परत कैथौरिक संरक्षण प्रणाली तथा क्षेत्रीय जोड़ कोटिंग सहित हो।

कार्बन स्टील पाइपलाइनों अथवा एन.पी.एस. तथा अधिक बड़े मेन पाइपों पर तीन परतों वाली पालिथिलीन या फ्यूजन बांडेड एपोक्सी कोटिंग की सिफारिश की जाती है।

सभी आबटित बेंड तथा फिटिंग्स पर ताप सिकुड़न आवरण चढ़े हुए हों अथवा दो तह वाली उच्च गुण-स्तर की परत एपोक्सी कोटिंग वाली हो जो कम से कम डी.एफ.टी.-450 माइक्रोन्स की हो।

कैथोड सुरक्षा आवश्यकता

विद्युत पृथक्कीकरण

संक्षारण नियंत्रण स्थापित करने के लिए पाइपलाइन प्रणालियों को बिजली से बचाने हेतु जहां ऊष्मा रोधी उपकरण लगाए जाते हैं तो उसमें ताप दाब और बिजली से बचाने का गुण होना चाहिए यह ऊष्मा रोधी पाइपों से जा रही गैस की भी प्रतिरोधक होनी चाहिए। ये उपकरण ऐसे बंद क्षेत्रों में नहीं लगाए जाएंगे जहां आग लगने की संभावना हो बशर्ते कि आग लगने संबंधी निवारक उपाय किए गए हों।

पाइप इस प्रकार लगाए जाएंगे कि उनका निचला भाग या डूबा हुआ भाग किसी भी तरह बिजली के संपर्क में न आए, किसी अन्य पाइप प्रणाली या धातु के किसी ढांचे के संपर्क में न आए। इसकी वजह से, जहां जरूरी हो विद्युत-बांड लगाने से बचा नहीं जाएगा। यदि किसी खोल में कोई कमी पाई जाती है तो अतिरिक्त संक्षारण सुरक्षा उपायों पर विचार किया जाना चाहिए।

विद्युत कनेक्शन और मॉनिटरिंग प्वाइंट

जहां-कहीं उच्च करंट प्रवाहित करने की क्षमता की आवश्यकता हो एक बहु-तार संवाहक का प्रयोग किया जाएगा और ये तारें 6 ए.डबल्यूजी से बड़े समूहों में नहीं होंगी। प्रत्येक समूह को अलग चार्ज के साथ पाइप से संलग्न किया जाना चाहिए। ब्रेजिंग की अन्य विधियों द्वारा सीधे पाइप के साथ टेस्ट-लीड लगाना वर्जित है।

जब दाब वाले पाइपों या मेन पाइपों पर बिजली की तार लगाने के लिए थरमिट वेल्डिंग विधि का इस्तेमाल किया जाता है तो वेल्डिंग के कारण ताप बढ़ने से सामग्री की हानि की वजह से

IndiaCode

स्थापना के दौरान पाइपों को या मेन लाइन को कोई नुकसान न पहुंचे इसके लिए सावधानी बरती जाएगी। जहां थरमिट वेल्डिंग उपयुक्त नहीं समझी जाती वहां स्थापना की अन्य विधियों के प्रयोग पर विचार किया जाएगा।

विद्युत हस्तक्षेप

निम्नलिखित के कारण विद्युत हस्तक्षेप पर भी विचार किया जाएगा बशर्ते कि यह कैथोडिक संरक्षण किस्म का हो;

दोषपूर्ण करंट

दोषपूर्ण करंट होने पर हस्तक्षेप करने पर विचार किया जाएगा।

प्रकाश अथवा बिजली सुविधाएं खराबी के कारण होने वाले दोषपूर्ण करंट से परत तथा पाइप को बहुत अधिक क्षति हो सकती है जिससे सर्दियों में खतरा हो सकता है। जहां-कहीं पाइप लाइन अथवा मेन पाइप बिजली प्रवाहित करने मे ढांचों, सब-स्टेशनों, सृजन क्षेत्रों अथवा अन्य सुविधाओं के नज़दीक शार्ट सर्किट वाले तथा उच्च काट वाला ढांचे होंगे, वहां पर ऐसी प्रतिकूल स्थितियां उत्पन्न हो सकती हैं।

जहां पर गढ़े हुए पाइप अथवा मेन लाइन भूमिगत सुविधाओं के निकट होंगी, वहां पर इन फॉल्ट करंटों के प्रभाव पर नियंत्रण रखने के लिए निवारक उपाय जरूरी होंगे ताकि पाइप लाइन या मेन लाइन के निकट भूमि में करंट के बढ़ने को स्वीकार्य स्तर तक नियंत्रित रखा जा सके।

उत्प्रेरित संभावित हस्तक्षेप

पाइपलाइन अथवा मेन लाइन जो, बिजली के ऐसी संचरण के समानांतर होती हैं, उनमें उत्प्रेरित हस्तक्षेप की संभावना रहती हैं। जब अध्ययन से या जांच से ये पता चले कि दबाई गई पाइपलाइन या मेन पर ऐसी करंट की संभावना बनी हुई हे या बनेगी तो ऐसे उपकरण लगाए जाएंगे जिनसे ऐसी संभावना गैर-हानिकारक स्तर तक बनी रहे।

जहां ऐसे पाइपलाइन या मेन लाइनें निर्माणाधीन हों, या कार्मिक पाइपलाइनों या मेन के साथ संपर्क में हों, वहां विशेष उत्प्रेरित वैकल्पिक करंट क्षमताओं की संभावित प्रभाव को नगण्य करने के लिए विशेष सावधानियां बरती जाएंगी।

जहां-कहीं पाइपलाइन या मेन को अलग रखा जाना हो, वहां ऐसे पॉईटंस के पास बॉडिंग लगाई जाए और पाइप लाइन तथा मेन को अलग करते समय कनेक्शन को बनाए रखा जाए।

कार्मिकों की सुरक्षा, संक्षारण, विद्युत हस्तक्षेप और प्रकाश की व्यवस्था करने संबंधी आम समस्याओं के बारे में विद्युत कंपनी के सहयोग से अध्ययन करें।

मौजूदा स्थापना

अस्थायी रूप से सेवा से कैथॉड द्वारा संरक्षित पाइपलाइन प्रणालियां।

जिस पाइपलाइन या मेन लाइन को अस्थायी रूप से सेवा से हटाया जाए उस पर कैथॉडिक संरक्षण प्रणालियां बनाई रखी जाएं।

अस्थायी कैथॉर्डिक संरक्षण प्रणाली

पाइपलाइन अथवा मेन लाइन को पर्याप्त रूप से संरक्षित करने के लिए उस पाइपलाइन या मेन को गड्डे में स्थापित करते समय स्थायी कैथाडिक संरक्षण प्रणाली लगाए जाने तक एक ऐसी अस्थायी कैथाडिक संरक्षण प्रणाली लगाने पर विचार किया जाए जिसमें बाद में समाप्त हो जाने वाले एनॉड्स लगे हुए हों।

पाइपलाइन अथवा मेन लाइन बिछाने के साथ-साथ अस्थायी कैथॉडिक संरक्षण प्रणाली को तरजीह दी जानी चाहिए और समय-समय पर इसकी मॉनिटरिंग की जानी चाहिए।

रिकार्ड

पाइपलाइन कंपनी संक्षारण नियंत्रण से संबंधित निम्नलिखित रिकार्ड/दस्तावेज बनाए रखेगी।

IndiaCode

- कैथाडिक संरक्षण डिजाइन दस्तावेज
- मृदा प्रतिरोधक क्षमता सर्वेक्षण रिपोर्ट
- विद्युत हस्तक्षेप रिपोर्ट
- निरीक्षण और रखरखाव रिपोर्टें
- सामग्री प्रमाणीकरण जिसमें नाप, धातु विज्ञानीय, कार्य-निष्पादन और संचालन रिपोर्ट शामिल है।
- सामग्री जांच की रिपोर्टें।
- अनुमोदित ड्राइंग और दस्तावेज
- वेल्डर की अर्हकता, वेल्डिंग के जोड़ों तथा परीक्षण के सभी रिकार्ड रखे जाने चाहिए।

अनुसूची -1 छ

विविध

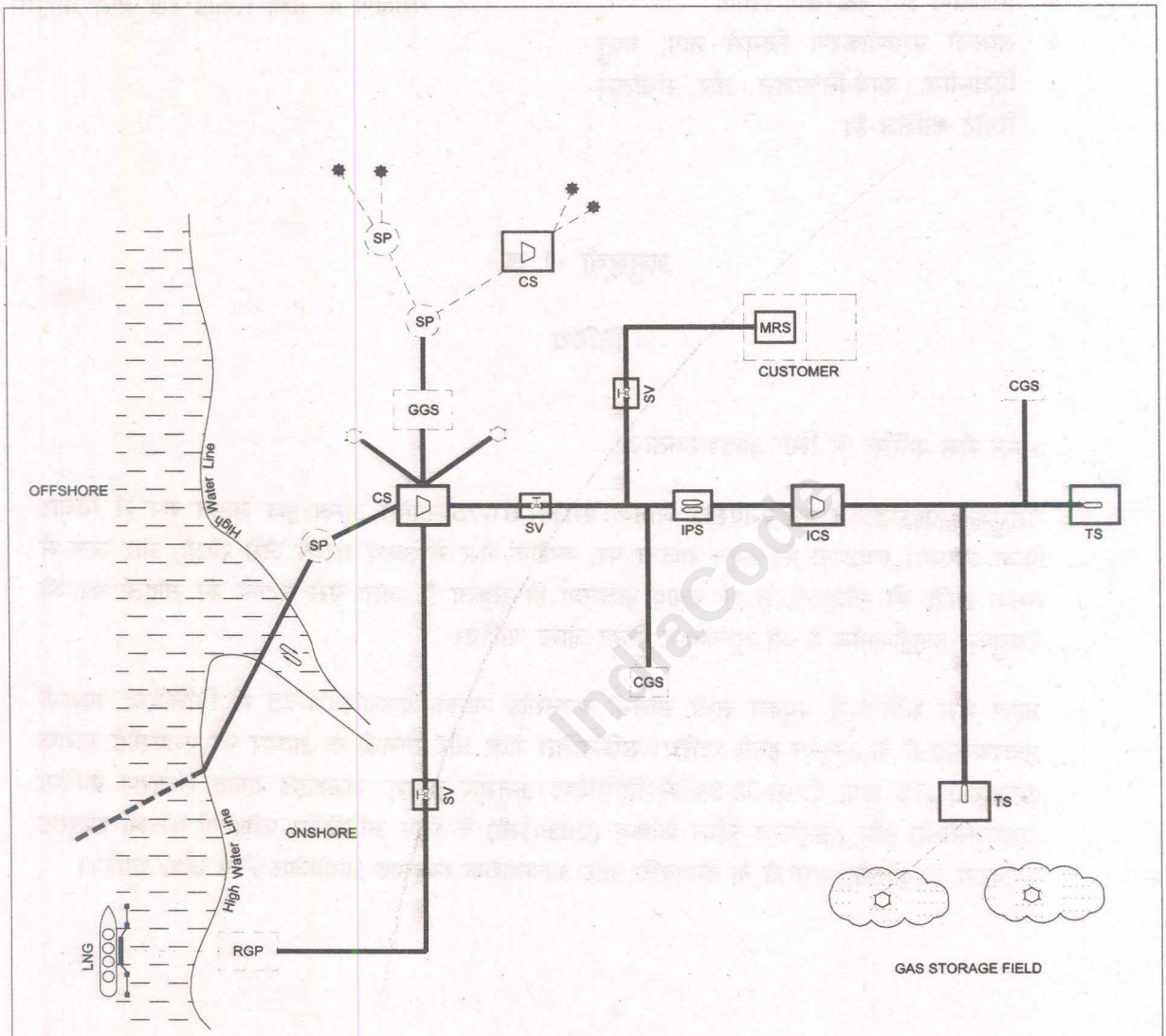
अम्ल गैस सर्विस के लिए आवश्यकताएं

गैसयुक्त हाइड्रोकार्बन पर एनएसीई मानक एमआर-01-75 सहित अम्ल इन लाइन रूप में विचार किया जाएगा। एच2एस की न्यून सांद्रता पर, क्योंकि गैस में अन्य घटकों जैसे सीओ$_2$ और जल में नमक आदि की मौजूदगी से भी दबाव संक्षारण हो सकता है, अत: ऐसे घटकों की सांद्रता का भी गैसयुक्त हाइड्रोकार्बन में भी मूल्यांकन किया जाना चाहिए।

अम्ल गैस सर्विस में प्रयुक्त सभी सामग्री एएनसीई मानक एमआर-01-75 में विनिर्दिष्ट सामग्री आवश्यकताओं के अनुरूप होनी चाहिए। सम्मिलित सेवा और सामग्री के आधार पर एनएसीई मानक एमआर-01-75 तथा टीएम-02-84 में विनिर्दिष्ट अनुसार क्रमश: सल्फाइड दबाव संक्षारण क्रेकिंग (एसएससीसी) और हाईड्रोजन प्रेरित क्रेकिंग (एचआईसी) के लिए अतिरिक्त परीक्षणों को भी संक्षरण पर्यावरण के अंतर्गत सामग्री के दीर्घावधि और अत्यवधिक व्यवहार आयोजित किए जाने चाहिए।

[फा. सं. एस-प्रशासन/11/8/2009-खण्ड-I]
रतन पी. वातल, सचिव

अनुबंध-I
अपतटीय और तटीय कवरेज



WELL WITHOUT SEPARATOR,
WELL WITH SEPARATOR,
MRS - METERING STATION

SP - SEPARATION / PROCESSING PLANT
CS - COMPRESSOR STATION
GGS - GAS GATHERING STATION
IPS - INTERMEDIATE PIGGING STATION
ICS - INTERMEDIATE COMPRESSOR STATION
RGP - LNG STORAGE AND REGASIFYING PLANT
SV - SECTIONALISING/MAINLINE VALVE STATION
CGS - CITY GATE STATION
TS - GAS RECEIPT / TERMINAL STATION
MRS - METERING AND REGULATING STATION

टिप्पणी: प्राथमिक उपचार केन्द्रों के बाद गैस के परिवहन के लिए समुद्र के अंदर पाइपलाइन या गैस एकत्रण केन्द्रों को भी मानक के दायरे में शामिल किया जाना चाहिए।

अनुबंध- II

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों में प्रयुक्त होने वाली पाइप सामग्री की विशिष्टियों की सूची

स्टील पाइप

ए.पी.आई. 5-एल	-	लाइन पाइपों हेतु विशिष्टियां।
ए.एस.टी.एम. ए-106	-	उच्च ताप सर्विस के लिए बिना जोड़ के कार्बन स्टील पाइप।
ए.एस.टी.एम ए-333	-	कम ताप सर्विस के लिए बिना जोड़ के तथा वेल्ड किए गए स्टील पाइप।

वाल्व

एपीआई 6-डी	पाइप लाइन वाल्व
एएसएमई बी 16.34	कोरदार वाल्व, वेल्ड किया हुआ चूड़ीदार सिरा
बीएस 5352	स्टील वेज गेट, ग्लोब और चैक वॉल 50 मी.मी. वाले, और पेट्रोलियम, पेट्रोरसायन तथा संबद्ध उद्योगों के लिए छोटे वाल्व की विशिष्टियां
बीएस 5351	पेट्रोलियम, पेट्रोरसायन और संबद्ध उद्योग के लिए स्टील बॉल, वाल्बों की विशिष्टियां - छोटे फ्लोटिंग बॉल वाल्ब
बीएस 1873	पेट्रोलियम, पेट्रारसायन और संबद्ध उद्योगों के लिए स्टील ग्लोब और ग्लोब स्टॉप तथा चैकबॉल के लिए विशिष्टियां (कोटदार और बट-वेल्डिंग सिरों वाली)

फ्लैंजिस एंड ब्लैंक्स

एएसएमई बी16.5	स्टील पाइप फ्लैंजिस और फ्लैंज्ड फिटिंग - 24 इंच एनबी आकार
एएसएमई बी16.36	ओरिफाइज फ्लैंज
एमएसएसएसपी-44	स्टील पाइपलाइन फ्लैंज
एपीआई 590	स्टील लाइन ब्लैंक्स

फिटिंग्स

एएसएमई बी16.9	फैक्टरी में बने मजबूत स्टील के बट वेल्डिंग फिटिंग
एमएसएस एसपी-75	उच्च परीक्षण, मजबूत बट वैल्डिंग फिटिंग
एमएसएस एसपी 97	आंतरिक रूप से मजबूत बनाए गए ढलाई वाले ब्रांच आउटलैट फिटिंग सॉकेट - वैल्डिंग, चूड़ीदार तथा बट वैल्डिंग सिरे वाली।

स्टड बोल्ट और नट

एएसटीएम ए-194	उच्च ताप सर्विस अथवा दोंनों के लिए कार्बन और एलोथ स्टील से बने नट और बोल्टों के लिए मानक विशिष्टियां:-
एएसटीएम ए-193	उच्च ताप अथवा उच्च दाब सर्विस और अन्य विशेष प्रयोजन उपयोगों के लिए एलाय स्टील तथा स्टेनलैस स्टील से बनी बोल्टिंग सामग्री के

Indiacode

	लिए मानक विनिर्दिष्टियां।
एएसटीएम ए-153	लोहे और स्टील के हार्डवेअर पर जिंक की परत चढ़ाने के लिए मानक विशिष्टियां
एएसएमई बी-18.2.1	सक्वेयर और हैक्स बोल्ट्स एंड स्क्रूज़, इंच सीरीज
एएसएमई बी-18.2.2	सक्वेयर एंड हैक्स नट्स
एएसएमई बी-31.8 एस	गैस पाइपलाइन की प्रबंधन प्रणाली अखंडता

गैसकैट्स

एएसएमईबी 16.20	रेज्ड फेस और फ्लैट के साथ उपयोग के लिए स्पाइरल वाउंड मेटल जैकेटेड गैसकेट

उच्च दाब स्टेन्लैस स्टील ट्यूबिंग और फिटिंग

एएसटीएम ए 269	सामान्य सर्विस के लिए जोड़ रहित और वैल्ड की हुई ऑस्टेनाइटिक स्टेनलैस स्टील ट्यूबों के लिए मानक विशिष्टियां

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में इस्तेमाल होने वाले उपकरणों की विशिष्टियों की सूची

दबाव सुरक्षा उपकरण (रेगुलेटर, स्लैम शट वाल्व और क्रीप रिलीफ वॉल्व

ईएन 334	100 बॉर तक के लिए आंतरिक दाब हेतु गैस दाब रेगुलेटर
ईएन 14382	गैस दाब के रेगुलेशन, स्टेशनों और स्थापनाओं के लिए सुरक्षात्मक उपकरण - 100 बॉर तक के आंतरिक दबाव हेतु गैस सुरक्षा शट ऑफ उपकरण।
एपीआई 526	फ्लैंजड स्टील प्रैशर रिलीफ वाल्व

फिल्टर्स

एएसएमई भाग - VIII	- बॉयलर और प्रैशर वैसल कोड।

मिटरिंग् (मापन) उपकरण

एजीए रिपोर्ट नं0 3	प्राकृतिक गैस और अन्य सम्बद्ध हाइड्रोकार्बन तरल पदार्थों का मापन
एजीए रिपोर्ट नं0 9	- बहुमार्ग अल्ट्रासानिक मीटरों द्वारा गैस का मापन
ई.एन. 12480	गैस मीटर - रोटरी डिस्प्लेसमैंट गैस मीटर
ओआईएमएलआर 32	- रोटरी पिस्टन गैस मीटर तथा टरबाईन गैस मीटर
एजीए रिपोर्ट नं0 7	- टरबाइन मीटरों द्वारा गैस का मापन
ई.एन. 12261	- गैस मीटर - टरबाईन गैस मीटर

दाब मापन उपकरण

बीएसईएन 837-1	प्रेशर गेज भाग-1: बोर्डनट्यूब प्रेशर गेजेज; माप, माप विज्ञान अपेक्षाएं और जांच
बी.एस.ई.एन 837-2	प्रैशर गेजेज भाग 2: चयन और स्थापना, प्रैशर गेज के लिए सिफारिशें
बी.एस.ई.एन 837-3	प्रैशर गेजेज भाग 3: डाइफ्राम और कैप्सूल प्रैशर गेज; परिमाप आर विज्ञान अपेक्षाएं और जांच

IndiaCode

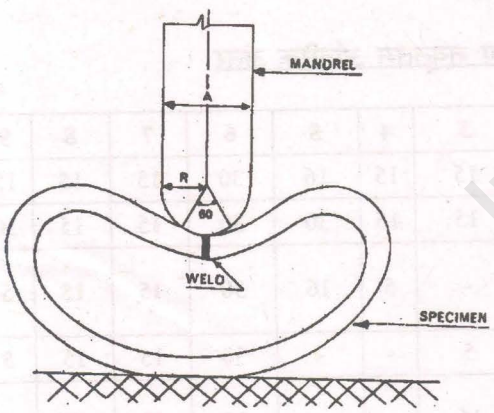
अनुबंध-III

बिजली के वैल्ड किए हुए पाइपों के लिए अतिरिक्त अपेक्षाएं

बिजली के वैल्ड किए हुए पाइपों के लिए निम्नलिखित अपेक्षाएं पूरी करनी होंगी:

रिवर्स बैंड जांच

प्रत्येक कॉयल से पाइप के प्रथम भाग के अगले सिरे से तथा अन्तिम भाग के पिछले सिरे से चयनित पाइप के टुकड़े पर रिवर्स बेन्ड टेस्ट (पाइप को दबा कर की जाने वाली जांच) किया जाएगा। नमूना 100 मि0मी0 से 115 मि0मी0 लम्बा होगा तथा आगे दी गई विधि एवं रेखाचित्र के अनुसार उसकी रिवर्स बेन्ड जांच की जाएगी।



रिवर्स बिन्दु जांच मैन्ड्रल के साथ किया जाएगा। मैन्ड्रल की त्रिज्या (रेडियस) (आर) और चौड़ाई (ए) को किसी भी व्यास सतह की मोटाई तथा ग्रेड के लिए निम्नलिखित फार्मूला के साथ नापा जाएगा :-

$$A = 2R = \frac{1.4\,(D-t)\,t}{e\,(D-2t)-1.4\,t} - t$$

जहां

D - पाइप का बाहरी व्यास

t - पाइप की सतह की मोटाई

1.4 - पीकिंग फैक्टर

e - दबाव

'ई' का न्यूनतम माप इस प्रकार होगा:

स्टील का ग्रेड	'ई' का न्यूनतम मान
एपीआई 5एल ग्रेड बी	0.1425
एपीआई 5एल एक्स-42	0.1375
एपीआई 5एल एक्स-46	0.1325
एपीआई 5एल एक्स-52	0.1275
एपीआई 5एल एक्स-60	0.1225

प्रक्रिया

नमूने पर मैंड्रल को दबाया जाएगा और ऐसा करते समय मैंड्रल को तब तक दबाया जाएगा जब तक कि मैंड्रल और नमूने के बीच 60 डिग्री का कोण न बन जाए (देखें रेखा चित्र)। यदि नमूने का व्यास और पाइप की सतह की मोटाई तथा मैंड्रल की त्रिजा इस प्रकार की है कि 60 डिग्री का कोण नहीं बनता हो तो मैंड्रल को तब तक दबाया जाता रहेगा जब तक कि यह नमूने की दूसरी तरफ की सतह को छू न जाए।

स्वीकृति के मानदण्ड

यदि मैंड्रल को नमूने पर दबाने से पहले ही नमूना फटने लगता है या जोड़ खुलने लगता है या ताप प्रभावित क्षेत्र में मिलीमीटर से अधिक की दरार आ जाए तो उस नमूने को अस्वीकृत कर दिया जाए। नमूने के सिरों पर 6 मिलीमीटर से कम लंबी दरारे अस्वीकृत किए जाने का कारण नहीं होंगी।

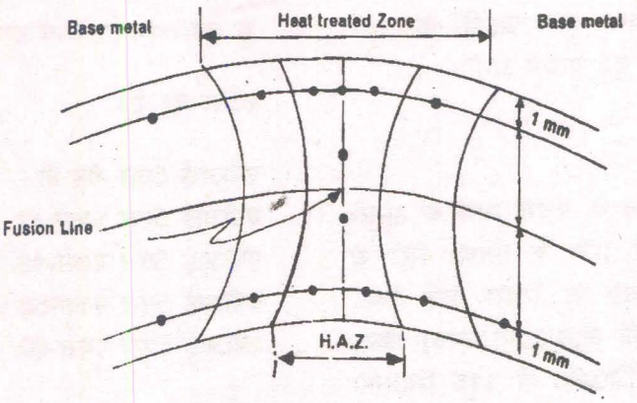
माइक्रोग्राफिक और कड़ाई की जांच

समान प्रक्रिया से समान ताप में निर्मित 100 पाइपों में से किसी एक पाइप में से जोड़ के निकट का एक टुकड़ा नमूने के तौर पर जांच के लिए लिया जाएगा।

इन नमूनों को माइक्रो जांच के लिए पालिश किया जाएगा और उन पर लिखे अक्षर हटाए जाएंगे। इस जांच से यह प्रमाण मिलता है कि जोड़ वाले

Indiacode

क्षे9 का ताप उपचार पर्याप्त है और उस का कोई चित्र के अनुसार और एएसटीएम ई-32 के अनुरूप नमूने की कड़ाई भी नापी जाएगी। आधार सामग्री की कड़ाई और ताप प्रभावित क्षेत्र के बीच अधिकतक अंतर 80 प्वाइंट विकर एचवी$_{10}$ से कम होगा।



● — Locations where hardness measurement to be carried out.

अनुबंध-IV

विभिन्न स्टेशन केन्द्रों के लिए न्यूनतम आंतरिक अंतर

क्र.सं.	से/तक	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	लघु कंप्रेसर /पंप हाउस	-	15	15	15	16	30	15	15	15	16
2	मेन कंप्रेसर हाउस	15	-	15	15	30	30	15	15	30	30
3	गैस हैंडलिंग प्रणाली (पीबी/जीसी)	15	15	-	5	16	30	15	15	5	16
4	उपकरण कक्ष	15	15	5	-	-	30	15	15	5	16
5	नियंत्रण कक्ष/कार्यालय भवन	16	30	16	-	-	30	15	15	5	-
6	अग्नि पंप हाउस/अग्नि जल भण्डारण टैंक	30	30	30	30	30	-	-	30	12	-
7	जल छिड़काव प्लावन वाल्व	15	15	15	15	15	-	-	15	-	16
8	कोल्ड ब्लो डाउन	15	15	15	15	15	30	15	-	5	30
9	अहाता दीवार	15	30	5	5	5	12	-	5	-	5
10	विद्युत सब'स्टेशन	16	30	16	16	-	-	16	30	5	-

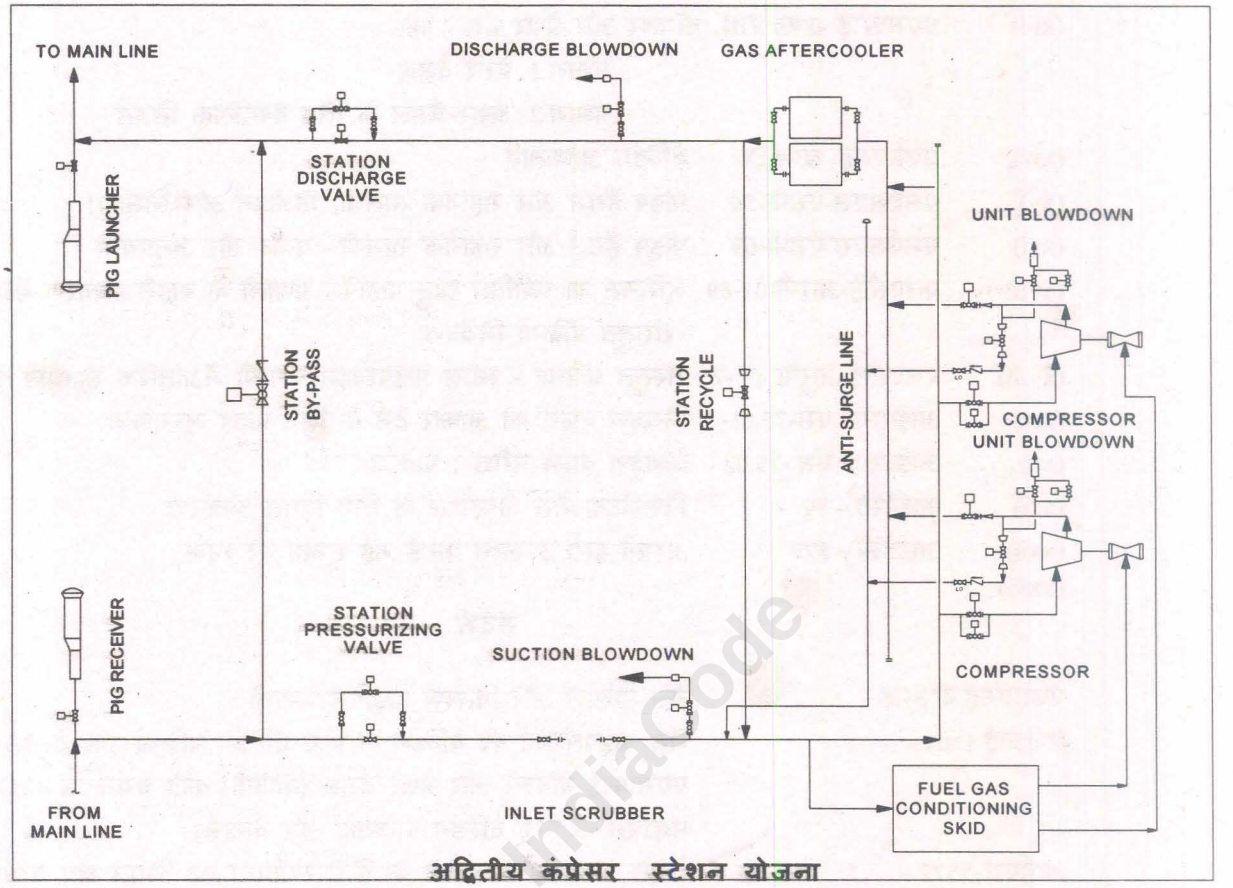
* निर्माण और प्रचालन केन्द्र के लिए अन्य उपयुक्त कोई दूरी।

1. सभी दूरी मीटर में हैं। सभी दूरी को प्रत्येक केन्द्र की परिधि के बीच मापा जाना चाहिए।
2. गर्म ऊंची फ्लेयर 90 मीटर की दूरी पर स्थित होनी चाहिए और ग्राउंड फ्लेयर 150 मीटर दूर स्थित होनी चाहिए।
3. अहाता दीवार से दूरी के लिए इस तालिका में उल्लिखित दूरी तथा स्थानीय उप-नियम (यदि कोई हों) की आवश्यकता, जो भी अधिक हो, लागू होगी।

पीबी –पिग रसीवर/लांचर बैरल, जीसी - गैस कूलर्स/मीटर/फिल्टर

IndiaCode

अनुबंध- V



अद्वितीय कंप्रेसर स्टेशन योजना

TYPICAL COMPRESSOR STATION SCHEMATIC

अनुबंध- VI

लागू मानक और संदर्भ की सूची

इस मानक को निम्नलिखित मानक, संहिताओं और प्रकाशनों के साथ पढ़ा जाना चाहिए:

(i)	एएसएमई बी31.8	गैस पारेषण और वितरण पाइपिंग प्रणाली (एएसएमई 3 पार्क एवेन्यू, न्यूयार्क, न्यूयार्क, एनवाई यूएसए 10016. www.asme.org)
(ii)	एपीआई-617	सकेन्द्रित गैस कंप्रेसर
(iii)	एपीआई- 618	गैस कंप्रेसर आदान-प्रदान
(iv)	एपीआई- 11P	अन्य गैस कंप्रेसर
(v)	एपीआई 1102	स्टील पाइपलाइन क्रासिंग रेल-सड़क और राजमार्ग हेतु संस्तुत प्रक्रिया।
(vi)	एपीआई 1104	वेल्डिंग पाइपलाइन और संबंधित केन्द्रों के लिए मानक।
(vii)	एपीआई 1107	संस्तुत पाइपलाइन रखरखाव वेल्डिंग प्रक्रियाएं।
(viii)	एपीआई 1109	तरल पेट्रोलियम पाइपलाइन केन्द्रों के लिए संस्तुत प्रक्रिया।
(ix)	एपीआई 1110	तरल पेट्रोलियम पाइपलाइनों के लिए दबाव परीक्षण हेतु संस्तुत प्रक्रिया।
(x)	एपीआई 500 सी	पाइपलाइन परिवहन केन्द्रों पर विद्युत स्थापनाओं के लिए स्थलों का वर्गीकरण।

(xi)	एपीआई- 5एल	लाइन पाइपों के लिए विशिष्टि
(xii)	एपीआई- 6डी	पाइपलाइन वाल्व
(xiii)	एएसएमई खण्ड VIII	बॉयलर और प्रेशर वैसल कोड प्रभाग 1 प्रेशर वैसल प्रभाग 2 प्रेशर वैसल के लिए वैकल्पिक नियम
(xiv)	एएसएमई खण्ड IX	वेल्डिंग अर्हकताएं
(xv)	एमएसएस-एसपी-50	पाइप हैंगर्स और सहायक सामग्री, डिजाइन और निर्माण।
(xvi)	एमएसएस-एसपी-69	पाइप हैंगर्स और सहायक सामग्री – चयन और अनुप्रयोग
(xvii)	एनएसीई-आरपी-01-69	भूमिगत या प्लावित धातु पाइपिंग प्रणाली के बाहरी संक्षारण की संस्तुत प्रक्रिया नियंत्रण
(xviii)	एनएसीई-आरपी -01-75	संस्तुत प्रक्रिया - स्टील पाइपलाइन प्रणाली मेंआंतरिक संक्षारण पर नियंत्रण
(xix)	आईएसए एस-75.01	नियंत्रण वाल्व को आकार देने के लिए प्रवाह मूल्यांकन
(xx)	आईएसए एस -75.02	नियंत्रण वाल्व परीक्षण प्रक्रिया
(xxi)	आईईसी – 79	विस्फोटक गैस वायुमंडल के लिए विद्युत उपकरण
(xxii)	आईईसी – 529	अहातों द्वारा उपलब्ध कराई गई सुरक्षा की मात्रा
(xxiii)		

संदर्भ

एएसएमई बी 31.8 –	गैस पारेषण और वितरण पाइपिंग प्रणाली
एपीआई 1104 -	गैस पाइपलाइनों की वेल्डिंग के लिए वेल्डिंग प्रक्रिया और वेल्डर्स। एएसएमई बॉयलर और प्रेशर वेसल (बीपीवी) कोड चयन IX – स्टेशन पाइपिंग के लिए वेल्डिंग प्रक्रियाएं और वेल्डर्स।
आईएस-5572 -	विद्युत उपकरण के चयन के लिए स्थापना का विद्युत क्षेत्र वर्गीकरण
आईएस – 5571-	"जोखिम वाले क्षेत्र के लिए विद्युत उपकरण के चयन हेतु दिशा-निर्देश".
आईएस 3043 –	सभी विद्युत उपकरण, प्रणालियां, ढांचे और बाड़, आदि का भूयोजन करने के लिए।
आईएस:2309 –	बिजली से सुरक्षा
आईएसओ 14313	वाल्व
एनएसीई एसपी-0177	एसी और बिजली के प्रभाव को कम करना

PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD

NOTIFICATION

New Delhi, the 11th November, 2009

G.S.R. 808(E).—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 (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Regulations, 2009.

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

2. Definitions.

(3) In these regulations, unless the context otherwise requires,

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

(b) "active regulator" means a regulator in Pressure Regulating Station (PRS) that normally controls the outlet pressure;

(c) "active and monitor regulator system" means an arrangement of two regulating devices in series, one (Active) normally to control the outlet pressure and the other (Monitor) to assume control in the event of failure of the active regulator;

(d) "ASME B 31.8" means standard covering Gas Transmission and Distribution Piping System referred to in Annexure VI.

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

(f) "city gas distribution entity" means an entity authorised by the Board to lay, build, operate or expand the city or local natural gas distribution network;

(g) "compressor station" means an installation on the pipeline having compressor units to boost gas pressure;

(h) "creep relief valve" means a relief valve installed to relieve over pressure caused by creep in the system and having maximum 1 % flow capacity of such a system;

(i) "intermediate pigging station " means an installation having facility for receiving and launching of pigs for pigging operations;

(j) "onshore" means areas other than offshore which shall form the scope of these standards. Feeder lines from jetty or other storage points shall also form a part of the onshore pipelines. The offshore and onshore coverage as per this standard is depicted at Annexure- I;

(k) "operating company or operator" means an entity engaged in the operation of natural gas pipeline network with the authorization of the Board;

(l) "owner" means an entity that owns the natural gas pipeline network and has been authorized by the Board;

(m) "natural gas pipeline" means any pipeline including spur lines for transport of natural gas and includes all connected equipments and facilities, such as, compressors, storage facilities, metering units, etc. and gas pipelines for offshore and onshore coverage depicted at Annexure I but excludes-

(i) dedicated pipeline laid to transport natural gas to a specific customer to meet his requirement and not for resale;
(ii) pipelines in a city or local natural gas distribution network which are regulated by the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008;

(n) "positive isolation" means the isolation with blind or spectacle blind in case of flanged joints or with welding the cap in case of welded joints;

(o) "right of user or right -of -way" means the area or portion of land within which the pipeline operator or owner has acquired the right through the Petroleum and Minerals Pipelines Act,1962 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;

(p) "slam shut valve" means a valve that is designed to close quickly in the event of an abnormal pressure (whether excess or low) being detected at a selected point in a gas pipeline system;

(q) "sub transmission pipeline" means a high pressure pipeline connecting the main natural gas pipeline to the city gate station but is owned by the CGD entity;

(r) "transmission system" means one or more segments of pipeline usually interconnected to form a network that transports gas from a gathering system, the outlet of a gas processing plant or a storage field to a high, medium or low-pressure pipeline system, a large-volume customer or another storage field;

(4) 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. Application.

(1) These regulations shall apply to all the entities authorised by the Board to lay, build, operate or expand natural gas pipelines under the Petroleum and Natural Gas Regulatory

Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 and any other natural gas pipeline including dedicated pipelines notified by the Board from time to time.

(2) Definitions of design, material and equipment, welding, fabrication, installation, testing, commissioning, operation and maintenance and corrosion control of natural gas pipeline network shall be in accordance with the requirements of ASME B31.8 except in so far as such requirements are specifically cancelled, replaced or modified by the requirements specified in these regulations.

4. Scope.

(1) Requirements of these regulations shall apply to all existing and new natural gas pipelines including dedicated pipelines.

(2) These regulations shall cover pipeline design, materials and equipment, welding, fabrication, installation, testing, commissioning, operation and maintenance and corrosion control of common carrier or contract carrier natural gas pipelines (Transmission or Sub transmission) including safety requirements for natural gas pipelines. The pipelines coverage shall be as per Annexure I and includes dedicated pipelines for specific consumers.

5. Intent.

These standards are intended to ensure uniform application of design principles and to guide in selection and application of materials and components, equipment and systems and uniform operation and maintenance of the natural gas pipeline system and shall primarily focus on safety aspects of the employees and public and facilities associated with natural gas pipelines.

6. The standard.

Technical Standards and Specifications including Safety Standards (hereinafter referred to as standard) for natural gas pipelines are at Schedule I which cover Material and Equipment (Schedule 1A), Welding (Schedule 1B), Piping System Components and Fabrication (Schedule 1C), Design, Installation and Testing (Schedule 1D), Operating and Maintenance Procedures (Schedule 1E), Corrosion Control (Schedule 1F), Miscellaneous (Schedule 1G) as read with Annexure I to Annexure VI.

7. Compliance to these regulations.

(1) The Board shall monitor the compliance to these regulations either directly or through an accredited third party as per separate regulations on third party conformity assessment.

(2) If an entity has laid, built, constructed or expanded the natural gas pipeline network based on some other standard or is not meeting the requirements specified in these regulations, the entity shall carry out a detailed technical audit of its infrastructure through a Board authorized or approved third party agency. The entity thereafter shall submit the compliance report prepared by the third party along-with its time-bound mitigation plan and implementation schedule to the Board for authorization within six months from the date of notification of these regulations.

(3) The continuation of operation of existing natural gas pipeline network shall be allowed

only if it meets the following requirements, namely:-

(i) The natural gas pipeline system shall have been tested initially at the time of commissioning in accordance with ASME B 31.8. The entity should have proper records of the same. Such test record shall have been valid for the current operation. Alternatively, if such a record is not available, the entity should produce in service test record of the natural gas pipeline network having been tested as per ASME B 31.8;

(ii) The natural gas pipeline system has leak detection system in position compressor station, gas receiving and terminal station and is operative;

*(iii)*There shall be protection of the system against third party damages:

Provided that-

(a) the entity shall submit self-certification in support of meeting the above requirements within a month of notification of these regulations;

(b) certifications referred to in para (a) shall be done for natural gas pipeline in construction and commissioning, operation and maintenance. The self certification shall be submitted to the Board with mitigation plan and implementation schedule;

(c) the critical components of the system as identified by the Board for such existing networks shall be complied with these regulations within a period specified at Appendix I and the authorized entity shall maintain the integrity of the existing natural gas pipeline system at all times; and

(d) provisions of these regulations related to operation and maintenance procedures shall also be applicable to all such existing installations.

8. Default and consequences.

(1) There shall be a system for ensuring compliance to the provision of these regulations through conduct of technical and safety audits during the construction, commissioning and operation phase, as well as on an on-going basis as may be specified from time to time.

(2) In the event of any default in sub regulation (1), the entity shall qualify as defaulting entity under the regulation 16(1) the of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines), Regulations, 2008.

(3) In case of any deviation or shortfall including any of the following defaults, the entity shall be given time limit for rectification of such deviation, shortfall, default and in case of non-compliance, the entity shall be liable for termination of operation or termination of authorization apart from any penal action under the provisions of the Act, namely:-

(a) if an entity fails to comply within the specified time limit of critical activities at Appendix I.

(b) the entity defaults three times under sub-regulation (1) of regulation 16 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines), Regulations, 2008.

(c) the entity is found operating the pipelines beyond the maximum allowable operating pressure (MAOP) conditions (either the original or de-rated pressure).

(d) the entity is found operating the pipeline system without conducting the hydro test as mentioned in these regulations;

(e) in the event of installations is found unsafe to be operated as per the third party periodic inspection assessment and compliance is not achieved within the notice period by the Board.

9. Requirements under other statutes.

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

10. Miscellaneous.

(1) If any dispute arises with regards to the interpretation of any of the provisions of these regulations, the decision of the Board shall be final.

(2) The Board may at any time effect appropriate modifications in these regulations.

APPENDIX-I

LIST OF CRITICAL ACTIVITIES in Natural Gas Pipelines

****

Sr. No.	Critical Infrastructure/ Activity/ Processes	Time period for implementation	Implementation plan
1	Test record for radiography, ultrasonic test **or other applicable NDT methods** (as carried out before commissioning)	6 months	can be submitted in stages within 6 months
2	Hydro-test (as carried out before commissioning)Report	6 months	can be submitted in stages within 6 months
3	Pipeline cathodic protection record	6 months	can be submitted in stages within 6 months
4	Pipeline As-built records	6 months	can be submitted in stages within 6 months
5	Intelligent pigging shall be carried out to detect metal loss for the pipelines of size NPS of **12** inches and above and length of 10 Km and above.	2 years	If the pigging has not been done for more than 5 years for sour gas and 10 years for sweet gas pipeline, then the intelligent pigging shall be carried out within two years, otherwise relevant records shall be submitted.

6	HSE Management System (including fire protection system)	6 months	To be implemented
7	Height of the vent shall be minimum 3 meters above working level	6 months	Increase height of vent
8	Gas detectors shall be installed at compressor station, gas receiving and delivery terminals	1year	Install gas detectors for SCADA backed up system, elsewhere hand held gas detector shall be provided
9	Environmental friendly fire extinguishing flooding system for closed space.	2 years	For control room, switch gear and battery room, etc. (CO_2 is acceptable only for unmanned station)
10	HAZOP shall be done for all the pipeline facilities	1 year	HAZOP report to be submitted along with mitigation plan

IndiaCode

Schedule I

Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines

Schedule-1A **MATERIAL AND EQUIPMENT**

Schedule-1B **WELDING**

Schedule-1C **PIPING SYSTEM COMPONENTS AND FABRICATION DETAILS**

Schedule-1D **DESIGN, INSTALLATION AND TESTING**

Schedule-1E **OPERATING AND MAINTENANCE PROCEDURES**

Schedule-1F **CORROSION CONTROL**

Schedule-1G **MISCELLANEOUS**

Schedule 1A

MATERIALS AND EQUIPMENT

MATERIALS AND EQUIPMENTS

All materials and equipments forming a permanent part of any piping system constructed according to this standard shall comply with the design and service requirements and shall be suitable for the intended fabrication or construction methods. **For sour gas service requirements as per Schedule 1G shall be complied with.**

MATERIALS FOR USE IN COLD CLIMATES

Materials to be used in facilities exposed to low ambient or low operating temperatures shall have adequate impact properties to prevent brittle fracture at such low temperatures.

MATERIAL SPECIFICATIONS

In addition to standards and specification covered in ASME B31.8, standards and specifications listed in **Annexure II** shall also be acceptable for manufacturing of various piping components forming part of the natural gas pipelines and associated facilities.

Steel Pipe

Carbon steel line pipe as per Line Pipe Specification API 5L, shall be Seamless, Electric Arc Welded (EAW) or Longitudinal / Helical Submerged Arc Welded (LSAW/HSAW) conforming to Product Specification Level (PSL 2).

Electric welded pipes manufactures to API Specification 5L shall also meet additional requirements specified under Annexure III of this standard

Carbon Equivalent

Maximum limits on Carbon Equivalent (CE) for steel line pipes shall be as follows:

For pipes having Carbon Content > 0.12%

$$CE(IIW) = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr+Mo+V}{5} + \frac{Ni+Cu}{15}$$

CE (IIW) value shall be ≤ 0.43%.

For pipes having Carbon Content ≤0.12%

$$CE(Pcm) = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B$$

CE (Pcm) value shall be ≤ 0.25%.

Mill Hydro Test

Line pipes should be hydrostatically tested in pipe mill using test pressure that produces a hoop stress equal to 95% of SMYS irrespective of material grade. For new pipeline, the test pressure shall be held for a minimum period of 15 sec.

Notch Toughness

For steel pipes of size NPS 2 and above, notch toughness shall be specified.

Ductile Iron Pipe

Use of ductile iron pipes is not permitted for natural gas pipelines.

EQUIPMENT SPECIFICATIONS

Equipment used in natural gas pipelines manufactured to standards listed in Annexure II of this standard shall also be acceptable.

IndiaCode

Schedule 1B

WELDING

PREPARATION FOR WELDING

Butt Welds

Notches or laminations on pipe ends are not permitted and must be removed by cutting the pipe as a cylinder and re-beveling of pipe end **or by grinding** prior to welding.

Re-beveled ends shall be re-examined by Ultrasonic or magnetic particle methods if cut section is more than previously examined length.

Seal Welds

As far as practical seal welding of threaded joints should be avoided.

QUALIFICATION OF PROCEDURES AND WELDERS

Requirements for Piping Systems Operating at Hoop Stresses of 20% or more of the Specified Minimum Yield Strength

Welding procedures and welders for welding of gas pipelines shall be qualified as per API 1104 and shall include toughness testing requirements as applicable for the material to be welded.

Welding procedures and welders, for station piping shall be qualified as per ASME Boiler and Pressure Vessel (BPV) Code Section IX or API 1104.

INSPECTION OF WELDS

Inspection and Tests for Quality Control of Welds on Piping System intended to Operate at Hoops Stress Levels of 20% or more of the Specified Minimum Yield Strength

All Non Destructive Testing (NDT) including radiographic examination shall be performed in accordance with the requirements of API 1104 except that no root crack shall be permitted.

Regardless of operating hoop stress as well as location class all carbon steel butt welds in natural gas pipelines shall be subjected to 100% radiographic examination and / or ultrasonic testing, The weld joints in vent and drain piping open to atmospheric pressure need not be radiographed/ ultrasonically tested. Such welds however shall be visually examined and root pass of at least 10% of such welds shall be examined by Liquid Penetrant Tesing.

All butt welded golden joints (i.e. welds joints which are not subjected to pressure testing, shall be subjected to 100% radiography as well as examination by ultrasonic techniques. Socket welded golden joins shall be tested by using Liquid Penetrant Inspection (LPI) method or wet Magnetic Particle Inspection (MPI) method

REPAIR OR REMOVAL OF DEFECTIVE WELDS IN PIPING INTENDED TO OPERATE AT HOOP STRESS LEVELS OF 20% OR MORE OF THE SPECIFIED MINIMUM YIELD STRENGTH

Welds having defects shall be removed or repaired in accordance with API 1104.

Repaired weld areas shall be subjected to additional radiography or ultrasonic testing after repair.

Indian Code

Schedule 1C

PIPING SYSTEM COMPONENTS AND FABRICATION DETAILS

PIPING SYSTEM COMPONENTS AND FABRICATION DETAILS

General

In addition to standards and specifications covered under ASME B 31.8 for various piping components, piping components manufactured conforming to standards and specifications listed under Annexure II of this standard shall be acceptable.

Valves and Pressure Reducing Devices

Valves having pressure containing components including body, bonnet, cover, end flanges etc. made of cast iron or ductile iron shall not be used

Flanges

Flanges made of cast iron, ductile iron and non-ferrous materials (brass or bronze) shall not be used.

Flanges and flanged components shall not be used in buried piping unless entire flange assembly is encapsulated in water tight and electrically insulating materials

Bolting

All stud bolts and nuts used in natural gas pipelines shall meet the design conditions as per **applicable** ASTM standards. Cast iron, brass or bronze materials are not permitted.

Fittings other than Valves and Flanges

Fittings made of cast iron and ductile iron shall not be used.

Gaskets

Plain and compressed asbestos gaskets shall not be used.

Schedule 1D

DESIGN, INSTALLATION AND TESTING

DESIGN INSTALLATION AND TESTING

General Provisions

The selection of design for natural gas pipelines shall be based on the gas properties, required flow rate operating pressure and the environmental conditions.

All components of the pipeline shall be designed to be suitable and fit for purpose throughout the design life.

Cross country pipeline of size less than NPS 4 shall not be used.

Other design Requirements

Necessary calculations shall be carried out to verify structural integrity and stability of the pipeline for the combined effect of pressure, temperature, bending, soil/pipe interaction, external loads and other environmental parameters as applicable, during all phases of work from installation to operation. Such calculations shall include but not limited to the following:

- Buoyancy control and stability analysis for pipeline section to be installed in areas subjected to flooding / submergence,
- Crossing analysis of major rivers.
- Evaluation of potential for earthquake occurrence along pipeline route and carrying out requisite seismic analysis to ensure safety and integrity of the pipeline system.

Buildings Intended for Human Occupancy and Location Classes for Design and Construction

For the purpose of determining number of buildings for human occupancy and Location Class, 1 - mile distance shall be replaced by 1600 m and fractions thereof.

When a cluster of buildings intended for human occupancy, indicates that a basic mile (1600m) of pipeline should be identified as location class 2 or location class 3, may be terminated 200 m from the nearest building in the cluster on either side (i.e. at start of cluster and at end of cluster).

The boundary between location class 1 and location class 2 or location class 3 shall be at least 200m away from the building closest to the boundary.

STEEL PIPE

Additional Requirement for Nominal Wall Thickness

Consideration shall also be given to loading due to following while selecting nominal wall thickness t as per ASME B31.8 as appropriate:

- Overburden loads
- Dynamic and seismic loads
- Cyclic and vibratory loads
- Internal pressure fluctuations
- Geo-technical loads (including slides, differential settlement of piping, loss of support, and thermal effect of the pipeline on soil properties).

Design Factors (f) and Location Classes

All exceptions to basic design factors to be used in design formula shall be as per Table 1 given herein this standard.

The minimum wall thickness for cross country pipelines of size NPS 4" and above shall be 6.4 mm.

Pipelines or Mains on Bridges

Pipelines on railroad and vehicular bridges should be avoided. Pipeline installed on dedicated bridges shall be designed with design factor as indicated in Table 1.

Table 1 - Design Factors for Steel Pipe Construction

Facility	Location Class			
	1	2	3	4
Pipelines [Also See para. 840.21(b) of ASME B31.8]	0.72	0.60	0.50	0.40
Crossings of roads, without casing:				
(a) Private roads	0.72	0.60	0..50	0.40
(a) Unimproved public roads	0.60	0.60	0.50	0.40
(b) Roads, highways, or public streets, with hard surface	0.60	0.50	0.50	0.40
Crossings of roads, with casing:				
(a) Private roads	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Unimproved public roads	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Roads, highways, or public streets, with hard surface and Railway crossings	0.72	0.60	0.50	0.40
Pipelines on bridges	0.60	0.60	0.50	0.40
Parallel Encroachment of pipeline on roads and railways				
(a) Private roads	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Unimproved public roads	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Roads, highways, or public streets, with hard surface and Railway crossings	0.60	0.60	0.50	0.40
River Crossing- open cut [1]	0.72	0.60	0.50	0.40
Horizontal Direction Drilling (HDD) [1]	0.72	0.60	0.50	0.40
Compressor station piping	0.50	0.50	0.50	0.40
Fabricated assemblies (scraper traps, SV stations, pressure/flow control and metering facilities, etc.) [Also See para. 841.121 of ASME B31.8]	0.60	0.60	0.50	0.40
Near concentration of people in Location Classes 1 and 2 [2]	0.50	0.50	0.50	0.40

Notes:

(1) Higher thickness may be used if required to control stresses or stability during installation and operation.

(2) Wherever, Table 841.114B is referred in ASME B31.8 it shall be read as per Table 1 of this standard.

IndiaCode

LOCATON AND LAYOUT OF PIPELINE INSTALLATIONS

- **Location**

Originating, intermediate and terminal facilities of pipeline such as Originating Compressor Station / Originating Station, Intermediate Compressor Station, Intermediate Pigging Station, Tap-off Station, Metering and Regulating Stations and Sectionalizing Valve Stations etc. should be located considering following aspects:

I. Functional and pipeline hydraulic requirements.
II. Environmental consideration based on Environmental Impact Assessment (EIA) and Risk Assessment (RA) study for the pipeline and stations.
III. The HAZOP and risk analysis.
IV. The availability of space for future augmentation of facilities.
V. Approachability, water table and flood level and natural drainage.

In addition to above, compressor station should be located at such clear distances from adjacent property not under control of the pipeline owner / operator so as to minimize the hazard of communication of fire to the compressor station from structures on adjacent property.

- **Equipment Layout**

Following aspects be considered while establishing station layout.

I. Station equipment and their sizes
II. Utility requirement.
III. Flaring / cold venting requirements.
IV. Operation and maintenance philosophy of station equipment.
V. Requirement of space and access around the compressor shed / house and other equipment
VI. High Tension (HT) pole structure, Transformers, Breakers and Motor Control Centre (MCC) etc shall be e located in non hazardous area.
VII. Over Head power lines shall not be allowed to pass directly above the process piping/equipment area and buildings.

Minimum Inter-distances between various station facilities and utilities shall be as per Annexure IV.

- **Piping Layout**

Station piping may be installed above ground or buried. Buried piping inside the terminal area should have a minimum cover of 1.0 m from top of pipe to finished ground level.

At internal storm water drains a minimum cover of 300 mm with additional concrete slab extending at least 500 mm on either side of pipe edge shall be provided.

Where buried pipes come above ground, the anti-corrosion coating on the buried pipe will continue for a length of at least 300 mm above ground.

Platforms and crossovers shall be provided for ease of operation and maintenance of above ground piping where required

All the above ground piping should be properly supported to withstand operational safety requirements.

PROTECTION OF FACILITIES

Properly laid out roads around various facilities shall be provided within the installation area for smooth access of fire tenders etc. in case of emergency.

Proper industry type boundary masonry wall at least three (3) mtrs high including 0.6

mtrs barbed wire on top shall be provided all around the major installation such as dispatch station, compressor station, Sectionalizing Valve (SV) station and delivery stations in line with MHA (Ministry of Home Affairs) guidelines. For other installations 3.0 m high chain link fencing including 0.6 m barbed wire on top can also be provided.

Emergency exit with proper gate shall be provided in the earmarked zone at all compressor stations.
Pipeline system should be equipped with following:

a. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) System.
b. Leak detection system with provision for identification / location of leak and isolation of affected section.
c. Communication facilities
d. Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)

SCADA & TELECOM REQUIREMENTS

Gas pipeline system should be monitored and controlled using SCADA or equivalent monitoring and control system to ensure effective and reliable control, management and supervision of the pipeline.

Compressor Stations, Intermediate Pigging Stations, Dispatch and Receiving Stations, Sectionalizing Valve stations with remote operation capabilities as well as Telecom Repeater Stations **including voice communication facilities/** Cathodic Protection Stations (in case located independent of other facilities) should have suitable field signals' connectivity with the control system.

Application software modules / functions should be based on the requirement of pipeline operating company.

Provision shall be made for transmitting the Pressure, Temperature, Flow measurement & gas composition data etc. through SCADA system to Central Gas Management Systems (as and when it is established) pertaining to gas entry , gas exit and compressor stations. Board shall allow a suitable time period to the entities for implementation of this system

PIPELINE SYSTEM AND COMPONENT

Utility Piping

All utility piping at Station shall comply with the requirement of ASME B31.3.

- **Valves**

Valves shall be provided for isolating sections of pipeline / station piping in order to:

a) Limit the hazard and damage from accidental discharge from pipeline/ piping;
b) Facilitate repair and maintenance of pipeline / piping **facilities and critical equipments.**

Stations Block valves with remote shut off provision from the control room shall be provided at the inlet and outlet of the compressor station piping to isolate the pipeline from compressor station facilities in case of emergency at compressor station

Mainline /Sectionalizing valves shall be installed on the pipeline for the operation and maintenance and control of emergencies. Spacing between mainline valves / sectionalizing valve in various Location Classes shall not exceed values given in Table 2.

IndiaCode

Table 2

Location Class	Maximum Distance in Kms
1	32
2	24
3	16
4	8

Overhead power lines shall not be allowed to cross directly over the process area of the valve station facilities.

The provisions of remote operation should be as per the operation and control philosophy adopted for the pipeline by the owner/operating company.

Mainline /Sectionalizing valve should preferably be installed below ground and be provided with suitable stem extension for ease of operation.

Sectionalizing block valve in the piggable section of pipeline shall be full bore type to allow safe passage of pigs. The bore size shall conform to API 6D / ISO-14313.

Actuator for the actuated valves may be selected based on type of valve, availability of power and project philosophy preferably operating on the fluid in the pipeline system.

As far as practical, all mainline isolation valves should be with butt weld ends. Flanged end valves shall not be used in buried piping except at the locations where hot tapping operation is to be carried out for which, buried valve with flanged ends may be used to facilitate mounting of hot tapping machine.

Valve surface shall be applied with suitable corrosion protection coating.

Sectionalizing Valve (s) station shall have blow down or vent line connection to evacuate the isolated pipeline section in case of an emergency and / or repair. The size of the connections for blowing down the mainline line shall be not be less than 1/3rd of the mainline size.

All joints between the mainline pipe and the first valve on the branch, including the inlet to first valve, should be welded joint in order to restrict possible leakage which cannot be isolated by the closure of the valve.

- **Pigging Facilities**

Main gas pipelines and feeder lines, spur lines and branch lines of 4" and above size and length greater than 10 km shall be provided with pigging facilities.

Spacing between consecutive pigging stations shall be determined based on the diameter of pipeline, nature of pigging operation and capability of the pigs. Spacing in excess of 200 km **shall** be avoided.

Pigging stations shall be provided with all weather access road from the nearest road

- **Bends**

The minimum radius of Cold Field Bend shall be as per Table 3.

Use of Mitre bends shall not be permitted.

Table 3

Nominal Pipe Size (inch)	Minimum Bend Radius
12 and below	21D
14 to 16	30 D
18 and above	40 D

Where 'D ' is outside diameter of steel pipe.

The minimum bend radius for hot bends shall be 3D.

- **Insulating Joints**

Insulating joints shall be provided to electrically isolate the buried pipeline from the above ground pipeline and station piping

- **Branch Connections**

Branch connections of size below NPS 2 are not recommended in buried pipeline section.

All branch connections from mainline shall be provided with an isolation valve located at a minimum possible distance from the main pipeline.

Where welded or forged branch connections are installed in the pipelines designed for pigging, special branch connections should be used to ensure that the pig is not damaged while passing the connection.

Flow tees or guided bar tees should be used to ensure smooth passage of pigs.

- **Flanged or Threaded joints, Bolts, Nuts, Gasket and other Fittings**

Threaded joints shall not be used in underground sections of cross country pipelines. Threaded joints may be permitted in above-ground stations / above ground section of SV stations, only if a welded isolation valve is provided before it.

The flanged joint shall be made using either spiral wound metallic gaskets or metallic ring type gaskets. Plain asbestos sheet / reinforced gaskets / CAF gaskets shall not be used.

- **Metering Facilities**

Appropriate type of meters shall be installed at all custody transfer points meeting requirements of American Gas Association (AGA) standard as agreed mutually between buyer and seller. Dry gas filters may be installed at the upstream of the meters if required by the manufacturer of meters

- **Electrical Installations of Pipeline Stations**

Area Classification of Pipeline Installation, as basis for Selection of Electrical Equipment for Natural Gas Pipeline Station, shall follow IS-5572. The specification of Electrical equipments shall be in line with IS :- 5571, "Guide for selection of Electrical Equipment for Hazardous Area".. Fire protection in Electrical installations shall be designed as per relevant IS standard as enclosed in Annexure II.

All electrical equipment, systems, structures and fencing, etc. shall be suitably earthed in accordance with IS 3043.

The earthing system shall have an earthing network grid with required number of electrodes. All Electrical equipment operating above 250 volts shall have two separate and distinct connections to earth grids. Separate earthing grid shall be provided for instrument and electrical power.

Lightening protection shall be provided as per the requirements of IS:2309. Self conducting structures having metal thickness of more than 4.8 mm may not require lightning protection with aerial rod and down conductors. They shall, however, be connected to the earthing system, at least, at two points at the base in line with relevant IS standard as enclosed in Annexure II.

- **Instrumentation and Control System**

Instrumentation and control system for the Pipeline system shall in general meet the requirement of API Standard API-RP-551 to API-RP-556 "Manual on Installation of Refinery Instruments and Control Systems.

- **Communication**

A reliable and dedicated communications system to interact between various stations

IndiaCode

including sectionalizing valve station, with remote operation capability, along the entire pipeline shall be designed, installed and maintained to ensure safe operations under both normal and emergency situations.

- **Compressor Station**

The compressor station(s) shall be designed in accordance with the requirements of ASME B31.8.

Typical facilities at a typical gas compressors stations is enclosed at Annexure- IV and shall consist of following:

Compressor

Centrifugal type process gas compressors shall be designed in accordance with API-617. Other Compressors shall be designed in accordance with API-618. For small size compressors, API-11P may also be considered

Compressor station for National Gas Grid shall have provision for reverse flow.

Gas after Coolers

Coolers may be installed to bring down the compressed gas temperature to desired level **for maintaining coating integrity of the main pipeline** before it is introduced in the downstream pipeline.

Station Bye Pass: Compressor station shall have a bye pass to facilitate flow of gas in **to next section of** the pipeline in the event of **isolation of** the compressor station **for any reason.**

- **Other requirements**

All gas compressor units shall be equipped with shutdown or alarm devices to operate in the event of inadequate cooling or lubrication of the units.

All compressor buildings or Compressors skids shall have fixed gas detectors to detect leakage of gas inside the unit and generate alarm and trip signals for the unit in case the gas concentration in air is more than 20% of lower explosive limit.

Fire & gas detectors shall be installed in the compressor buildings or compressors skids to initiate shut down of the unit, isolation of the compartment and release of clean agent / CO_2 inside the unit in the event of occurrence of fire. **In addition, compressor and compressor driver (Engine/Turbine/ motors skids) should be equipped with vibration monitoring devices with provisions for local and / or remote alarm shut down capabilities.**

Environment friendly Flooding fire extinguishing system shall only be used either as an existing installation or when there is no manning the enclosure.

Flooding system for CO_2 / clean agent shall be applicable only in case of enclosed compressor area,

Smoke detectors shall be installed in the control room of compressor station building, and cable trenches in electrical sub -station to initiate alarm in case of detection of smoke.

Conventional break glass type fire alarm system shall be installed at all strategic locations of the stations.

SAFETY DEVICES AND FEATURES

The safety system for compression facilities and gas transportation system shall consist of following:

India.gov.in

- **Emergency Shutdown System**

Compressor station shall be provided with an emergency shutdown system **(ESD) for reliably and safely shutting down the station facilities in case of emergency and for venting out of gas when situation demands so. The ESD system shall have provision** of shutdown all gas compressing equipments, all gas fired equipment, and shall de-energize the electrical facilities located in the vicinity of gas headers and in the compressor shed, except those that provide emergency lighting and those that are necessary for protection of the equipment.

Emergency shutdown system shall be operable from at least 2 locations away from the gas area of the station out of which one should be located in the field out side the compressor building.

- **Pressure Limiting Devices**

Over pressure shut off valves shall be provided upstream of pressure controlling system/regulators along with alarm provision in case of failure of the pressure control system / regulators.

Pipe size shall be such that gas velocities in the piping shall not be more than 20 mtr/sec for unfiltered gas and 40 mtr/sec for filtered gas at peak condition. Sound pressure level shall be the maximum limit prescribed by environment dept / pollution control board.

Any equipment or section of the pipeline containing Natural Gas in the form of trapped volume shall be protected against excessive pressure developed due to rise in surrounding temperature by installing suitable safety relief valves. The discharge of the safety relief valves shall be connected to vent line system. All such safety relief valves shall have lock open type isolation valve upstream of relief valve. In addition lock open isolation valve downstream of relief valve shall be provided if vent is connected to flare header.

Pressure safety valves of sufficient capacity and sensitivity or other safety devices / system shall be installed to ensure that the normal operating pressure of the system does not exceeded by more than 10%, of the Maximum Allowable Operating Pressure (MAOP).

- **Vent Lines**

Vent line shall be designed and installed to vent out the gas from relief valves, if provided, to atmosphere. Blow down piping connected to vent line should extend to location where the discharge of gas shall not create a hazard to the compressor station or the surrounding area.

The discharge from safety valve shall be vented vertically upwards to atmosphere at an elevation of 3 meter (minimum) above working level or the tallest structure within a radius of 15 meters which ever is higher (Only in case of Compressor station) for effective dispersion of hydrocarbons. In this case, isolation valves on down stream of safety valve are not required. Isolation valve shall be provided downstream of safety valve if the safety valve discharge line is connected to flare header.

INSTALLATION AND CONSTRUCTION

Pipeline shall be buried below ground level and unless construction above ground is found to be desirable for exceptional reasons.

- **Pipeline Cover**

Gas pipelines shall be buried with a minimum cover as specified in Table 4

In rocky areas and areas with hard soils / gravels, minimum 150 mm thick padding of soft soil / sand shall be provided all around the pipe. If required protective layer of

rock-shield / rock guard or concrete coating may be provided to prevent damage to coating / steel pipe during installation and testing in place of soft padding,

No dwellings or construction in any form shall be permitted within RoU.

- **Excavation**

In cultivable land and other specifically designated areas, the top 300mm soil excavated from the trench shall be stored separately. This top soil shall be replaced in original position after backfilling and compacting of the rest of the trench.

The width of trench shall be such that a minimum clear distance of 200mm for trench in normal soil and 300mm for trench in rock is maintained between edge of pipe and the trench wall at the bottom of the trench.

TABLE 4 - MINIMUM COVER REQUIREMENTS FOR PIPELINES

Sl No.	Locations	Minimum Cover in meters [i]
i)	Normal / rocky terrain	1.0
ii)	Drainage, ditches at roads / railway crossing	1.0
iii)	Minor river crossings, tidal areas and other watercourses [ii]	1.5
iv)	Major river crossings [ii]	2.5
v)	River with rocky bed	1.5
vi)	lined canals / drains / nalas etc.	1.5
vii)	Cased / uncased road crossing [iii]	1.2
viii)	Cased railway crossing [iii]	1.7

NOTES:

i. Cover shall be measured from the top of coated pipe to the top of the undisturbed surface of soil or the top of graded working strip, whichever is lower. The fill material in the working strip shall not be considered in the depth of cover.

ii. For river / watercourses that are prone to scour and / or erosion, the specified cover shall be measured from the expected lowest bed profile after scouring / erosion. Where scour level is not known, an additional cover of at least 1 meter (Over and above the cover mentioned as above in the Table 4) shall be provided from the existing bed of the river/water course except in case of Rocky bed.

iii. The cover shall be measured from the top of road or top of rail, as the case may be.

iv. Whenever the above provisions of cover cannot be provided due to site constraints, additional protection in form of casing/ concreting, soil bags, etc. shall be provided.

v. When insisted by authorities, the depth shall be maintained as per the directions of the concern authorities.

The location of a new buried pipeline, when running parallel to an existing buried pipeline, should be at a minimum clear distance of 5.0 meters from the existing underground pipeline when heavy conventional construction equipment is expected to be utilized. This distance may be reduced after careful assessment of construction methodologies so that it does not result in unsafe conditions during construction. In any case the minimum clear distance shall not be less than 3.0 meters. Existing pipeline should be clearly marked

on the ground during construction. Bi-language (local language and Hindi / English) caution signs should be installed while working in such areas.

While laying more than one new pipeline in the same trench, clear separation of minimum 500mm shall be maintained between adjacent pipelines.

No pipeline should be located within 15.0 meters of any private dwelling or any industrial building or place of public assembly in which persons work, congregate or assemble, unless it is provided with at least 300 mm of cover over and above minimum cover specified in Table 4. or the other mitigation measure provided like higher pipe wall thickness / protection with RCC Slab.

- **Crossing**

As far as possible, pipeline should cross existing facility at right angles. Turning Points (TPs) provided on either side of crossings shall be located at sufficient distance away from RoU/RoW of existing facility to facilitate installation of bends except when the pipeline runs parallel to existing facility. Minimum cover shall be as per Table 4.

When insisted by authorities, road / highway / rail crossing is installed using a casing pipe, minimum diameter, thickness and length of casing pipe shall comply with API RP-1102. Carrier pipe shall be adequately supported inside casing pipe using casing insulators made of durable and electrically non-conductive materials to ensure no contact between carrier and casing pipe. Casing end seals shall be installed to prevent ingress of water and / or foreign material into casing in case the carrier pipe is protected with zinc ribbon anodes. Vent and drains shall be provided on near ends of the casing pipe. If required, the carrier pipes outside the casing pipe shall be independently supported.

When the casing pipe is being filled with bentonite there is no need to provide the end seals.

Carrier pipe / casing pipe may be installed by open cut, boring, jacking or other suitable trench less techniques.

- **Crossing of Utilities**

When a buried pipeline has to cross any existing underground pipeline, cable, drain or other services, the pipeline shall be laid at least 500 mm below such services. Where it is not possible to obtain the above mentioned clearance, special design and construction shall be used. **The existing pipeline shall be properly supported during and after the construction activities.**

When laid parallel to any existing underground pipeline, cable, drain or other services, the underground pipeline shall be laid with a clear horizontal distance of at least 500 mm. Where it is not possible to maintain the above mentioned clearance, special design and construction shall be used.

A clearance sufficiently large to avoid electrical fault current interference shall be maintained between the pipeline and the grounding facilities of electrical transmission lines.

A minimum separation of 3 meter should be maintained between pipeline and transmission tower footings.

Cold field bends

The radius of cold field bends shall be as specified in Table 3.

The ends of each bend length shall be straight and not involved anyway in the bending. In no event shall the end of the bend be closer than 0.5 m or equal to pipe

outside diameter, whichever is small, from the end of a pipe or within one meter of a girth weld. The ovality in each pipe after bending shall be less than 2.5 percent of the nominal diameter, at any point.

Bends shall be checked by pulling a gauging pig fitted with gauging plate of diameter equal to 95 percent of the nominal internal diameter of the pipe. The pig shall have at least two cups not less than 300mm apart or pipe nominal diameter whichever is larger.

Pipes with longitudinal welds shall be bend in such a way that weld lies in the plane passing through neutral axis of the bend.

Corrosion coating after bending shall be visually examined and holiday tested for defects. Any defects or disbonding of the coating caused during bending (including forced ridges in the coating) shall be repaired.

- **Lowering**

Before lowering operations are commenced, particular attention should be paid to the suitability of the trench to allow the pipeline to be lowered without damage to the coating and to give a reasonably even support to the pipeline.

All points on the pipeline where the coating has been in contact with either the skids or with the lifting equipment during the laying operation shall be carefully inspected for damages, dents or other defects. Defect, if any, shall be completely repaired.

Short completed sections of the pipeline should be cleaned with compressed air in order to remove dirt from the inside of pipe sections

Before lowering in, full circumference of the pipe shall be checked by holiday detector, set at an appropriate voltage suitable for the applied coating, to detect any holiday in the coating including field joint coating. Any coating defect or damage identified by holiday detection shall be repaired.

- **Backfilling**

Backfilling shall be carried out immediately to the extent possible after the pipeline has been lowered into the trench.

Excavated soil from the trench shall be used for backfilling unless the same is not suitable. The backfill material shall contain no extraneous material and / or hard lumps of soil, which could damage the pipe and / or coating or leave voids in the backfilled trench.

In cultivable land and other specifically designated areas, top soil excavated from the trench and stored separately, shall be restored to normal conditions.

Slope breakers or other measures shall be installed in trenches dug in steep areas (slope of generally 10 percent and more) to prevent erosion of the back fill. RoU should be provided with drainage ditches to allow water run-off and avoid backfill wash out.

- **Pipeline Markers**

Pipeline markers to indicate presence of pipeline and chainage shall be provided all along the pipeline route at a maximum spacing of 1 km. The markers shall also be provided on each side of highways (NH/SH), major district roads (MDR), railway crossings and water body crossings. At other crossings where third party activity is expected and at entrance to stations one marker shall be provided.

Markers at crossings shall display caution, words "Gas Pipeline" name of the operating company, emergency telephone contact nos. etc. in regional / Hindi and English languages.

- **Cleaning of Pipeline**

India Code

Before hydro testing, the section of the pipeline shall be cleaned and checked for the geometry of the pipeline.

A gauging pig shall be passed through the pipeline to prove the internal diameter of the entire pipeline. The gauging plate shall have a diameter equal to 95% of the internal diameter of the thickest line pipe used in the pipeline. The gauging plate should preferably be made of Aluminum plate.

TESTING AFTER CONSTRUCTION

- **Testing**

All pipeline sections shall be hydro tested after construction except for pre-tested pipes used in tie-in spools.

No welding (other than tie-in welds) and / or mechanical handling of pipe is permitted after pressure testing.

Cased crossings (rail/road) and rivers crossing sections shall be pressure tested before and after installation for a period of at least four (4) hours. Such sections shall be retested along with completed mainline sections.

Water should be used as test medium. When required, test water may be dosed with required quantity of corrosion inhibitors and oxygen scavenger depending upon quality of the water.

API-1110 recommended practices should be used as guidance for the pressure testing of the pipeline.

- **Test Pressure and Duration**

  ➢ ***Pipeline***

  The minimum test pressure at any point along the pipeline shall be as given in Table 5.

The maximum test pressure shall not exceed the mill test pressure or pressure required to produce a hoop stress equal to 95 percent of SMYS of the pipe material based on minimum wall thickness in the test section.

The test duration shall be maintained for a minimum twenty four (24) hours or as required by statutory authorities.

In case of any pressure drop beyond 1 bar over and above the permissible pressure drop due to temperature variation, then the total section under test shall be further subjected to 24 hours tightness test.

Mainline valves should be installed after successful pressure testing of the pipeline

Table 5: Minimum Test Pressure

Location Class	Pressure Requirement
1	1.25 x Design Pressure
2	1.25 x Design Pressure
3	1.40 x Design Pressure
4	1.40 x Design Pressure

Pressure variations during testing shall be acceptable, if caused by factors other than leakage, like temperature variations. Maximum unaccounted pressure variation shall not exceed 0.3 bar. Pipelines not meeting the requirements shall be repaired and retested in accordance with the requirements of these standards.

➢ ***Above Ground Station Piping***

Pressure testing of station piping shall be carried out separately from pipeline.

Station piping shall be tested at minimum test pressure of 1.4 times the design pressure.

The test pressure shall be maintained for a minimum period of four (4) hours.

➢ ***Low Pressure Leak Check***

All flanged joints in above ground pipeline / piping, equipment, instrument impulse tubing, etc. shall be tested by pressurizing the piping system / equipment with dry compressed air or Nitrogen or gas at a pressure of 7.0 kg/cm2g and checked by means of soap solution / suitable digital gauge for leaks.

- **Dewatering and Drying**

After hydro testing of the pipeline sections / station piping, the section shall be dewatered immediately except when the section is filled with inhibitor. After dewatering, the pipeline section shall undergo swabbing and station piping should also be blown by compressed air to remove water. Further pipeline should be dried either by super dry air or vacuum drying to at least – 8 deg centigrade dew point.

Alternatively the pipeline after hydro test is depressurized to atmospheric pressure with water in place. This water column is displaced by 1 or 2 Nitrogen column of 2 to 3 km long than the dry natural gas column. Each column is separated by uni-directional pigs. The Hydrocarbon gas/ gas/ mixture receiving end to be burnt till the pipelines is dried to required level.

- **Geometric Survey**

Survey to establish pipeline geometry using Electronic Geometric Pigs (EGP) shall be conducted after completion and acceptance of following pipeline activities:

a. Gauging and cleaning
b. Hydro testing
c. Installation of Mainline / Sectionalizing Valve stations
d. All tie-ins.
e. Completion of all facilities on the pipeline

- **Pre-commissioning / Inertization**

Required inertization of the station piping and pipeline shall be carried out by use of nitrogen or by vacuum drying. Care should be taken to ensure explosive mixture of gas and air in the pipeline or piping does not form. Residual oxygen content in the pipeline or piping shall be less than 2.0 percent (vol/vol).

- **Preservation of Pipeline**

If the pipeline commissioning after pressure testing is anticipated to be delayed beyond six (6) months, suitable preservation technique shall be adopted to prevent internal corrosion during such period.

Pipeline may be preserved using inhibited dosed with adequate quantity of corrosion inhibitors or by filling the line with any inert gas and at a positive pressure

- **Commissioning**

There shall be documented commissioning procedure to cover all the activities for pipeline sections under commissioning and to ensure proper communication while commissioning work.

The commissioning operation shall be controlled and supervised by authorized personnel.

The local administration and other statuary bodies what so ever applicable shall be informed and work shall be carried out under qualified safety officer.

Indian Code

Upon completion of the Gas-in process there shall be a commissioning report endorsed by the authorized person and the safety officer.

Before starting commissioning activities, following shall be ensured:

a. Commissioning Procedure in place

b. Pressure testing is completed for entire pipeline and associated station piping
c. Low pressure leak check of the above ground piping / flanged joints completed.
d. Pipeline has been cleaned and debris etc. removed.
e. All mainline / sectionalizing valves are installed as per requirement.
f. All Golden joints are inspected and accepted.
g. Geometric survey of pipeline section is carried out, if applicable.
h. Trained and experience personnel are available / deployed to carry out commissioning.

DOCUMENTATION

Besides the details mentioned in the ASME B31.8 clause 867, the Pipeline owner shall also maintain following records/ documents:

I. Design & Engineering documents
II. Route maps, alignment sheets, crossings, drawings, Piping and Instrumentation Diagrams, station layouts,
III. Vendor and subcontractor assessments and records
IV. Inspection and maintenance reports
V. Material certification including dimension, metallurgy, performance and functional report
VI. A complete pipe book.
VII. Pressure test records include location of leaks or failures, if any, and description of repair under taken.
VIII. As - built drawings including pipeline
IX. Strength, tightness and leak test reports
X. Complete asset of each location with identification.
XI. NDT records of welds
XII. Geometric survey reports, if applicable.
XIII. Cleaning and drying records
XIV. Commissioning reports
XV. Non-conformance/ deviation reports
XVI. Calibration records of Inspection, Measuring & Metering and Test equipment
XVII. Audit compliance reports
XVIII. Statutory clearances
XIX. Approved drawings/documents
XX. International practices
XXI. Equipment **and operations** manuals.

Invia Code

Schedule 1E

OPERATING AND MAINTENANCE PROCEDURES

Operating and maintenance of natural gas pipelines shall be in accordance with requirements of ASME B31.8 except insofar as such requirements are specifically cancelled, replaced or amended by the requirements specified herein this standard.

OPERATING AND MAINTENANCE PROCEDURES AFFECTING THE SAFETY OF GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION FACILITIES

Basic Requirements

The entity operating natural gas pipeline shall have an effective Health, Safety and Environment Management System (HSE Management System) and Management of Change System in place to ensure overall safety during operation and emergencies.

The HSE Management System shall cover the following key elements.

- HSE Policy Statement
- Organizational objectives to ensure implementation of the policy
- Set of detailed processes supporting each activities of the HSE management system.
- Implementation of control and monitoring activities
- Periodic, monitoring, review and reporting of performance
- Audit of internal and external activities

Following processes shall be prepared as part of HSE Management System:

- Emergency Management System to safely handle emergencies with minimal risk.
- Disaster Management Plan encompassing offsite and onsite emergency response plans and mutual aid system
- Hazard Identification Processes such as HAZOP
- Risk Analysis and Risk Assessment Process such as QRA
- Safety and Technical Competency System.
- An Operational Health and Safety Legal applicability Matrix as well as Operational Health and Safety (OH&S) Legal Compliance matrix.

Essential Features of an Operating and Maintenance Plan

Besides the items recommended for inclusion in the operating and maintenance plan, mentioned in ASME B31.8, the following shall also be included in the Operating and Maintenance System:

1. **Operating Philosophy and Procedures**

   An operating philosophy document clearly indicating the operational procedures required and the safe operating parameters shall be developed. Operating procedures, with suitable operational controls based on formal hazard identification and risk assessment, shall be developed. A documented isolation philosophy shall be prepared and provided to operational personnel. A drawing showing the orientation of the plant, location of major services, entry and emergency exits etc. at compressor station. It should also show the main components,

including their identification number.

In order to provide safe working conditions and to carry out the work safely, a work permit system shall be followed. The basic purpose of the work permit system is to ensure that work is carried out in the safest possible manner to prevent injuries to personnel, protect property from damage, avoid fire etc.

Action in the event of emergency shall be clearly established and understood by all concerned and displayed prominently. Personal Protective Equipments (PPE) shall be provided and used by all operating personnel.

Do's and Don'ts shall be displayed at scrapper trap, Sectionalizing Valve Station, Block Valve Station, and Compressor Station area. "No Mobile phone", "No smoking sign", "No lighter / matches" shall be displayed at Compressor Station, Sectionalizing Valve Station and Block Valve Station area. Do's and Don'ts, safety precautions, emergency telephone nos. shall be displayed

The list of operating instructions, ESD trips, set pressure should be displayed in the Control Room and near all important operating equipments

Operating personnel shall possess adequate knowledge and experience to ensure functioning of the natural gas pipelines in a safe and efficient manner.

Important operational activities shall be logged and records of such activities shall be maintained. All natural gas pipelines operations shall be carried out under the supervision of authorized person(s).

Limits of operating parameters including level, pressure and any other condition as set for sound and safe operations shall not be exceeded. In case any abnormal operating conditions are encountered, the causes shall be investigated and corrective actions taken. An Alarm Management System shall be established to ensure that all the alarms are monitored, analyzed, segregated and acted upon so that all the operational parameters are well within the defined boundary limits.

The operating staff should maintain vigilance for detection and control of any leakage.

Gas Detectors, duly calibrated, shall be available at Compressor Station to monitor the leakage at flanges and instrument tapings.

The Operation Philosophy shall include as a minimum, the following:-

a. System Description
b. Operational set points
c. Initial start up
d. Temporary operations
e. Normal operations
f. Normal shut down procedure
g. Emergency Shut Down (ESD) procedures including conditions causing ESD
h. C.P Systems

2. Maintenance Philosophy and Procedure

A maintenance philosophy document clearly indicating the Preventive Maintenance Plan, and various procedures required shall be developed.

A detailed maintenance procedure shall be developed for entire pipeline system considering the recommendations given by the Original Equipment Manufacturer (OEM) keeping in mind the local conditions. The manual should

IndiaCode

include preventive maintenance schedule with periodicity i.e. daily, weekly, monthly, half yearly and yearly.

Procedures for emergency repair of piping / pipelines using leak clamps, hot tapping and stopple plugging, and other repair methods should also be included as part of manual.

3. Management of Change Plans

For Safe Control of Operations (SCO), a systematic Management of Change process shall be developed to identify and consider the impact of changes to pipeline systems and their integrity. Management of Change shall address technical, physical, procedural and organizational changes of the system, whether permanent or temporary.

Operating and Maintenance procedure should also address the following:-

- Calibration plan for meters, gauges and other instruments affecting quality and safety of system.
- Plan for functional testing of pressure regulation and control equipment.

Provisions of periodic inspections along the route of steel pipelines or mains shall include all sections of pipelines and mains irrespective of operating hoop stress.

Essential Features of the Emergency Plan

Entities operating pipeline shall provide for an Emergency Control Room, manned round the clock and equipped with effective communication system and emergency vehicles fitted with communication facilities, first aid equipment, fire extinguishers, gas detectors, repair kits and tools, maps, plans, material safety data sheets etc. at its disposal.

The entity shall put in place an Emergency Response Plan, a Disaster Management Plan and a Pandemic Plan. While preparing these plans the entity shall take into confidence the various local authorities (i.e. The Fire authorities, Police authorities, Health authorities, local administration, Disaster Management authorities, Mutual aid, Factory inspectorate etc) and clearly elaborate on their role in case of an incident.

1. Written Emergency procedures

Special attention should also be given to following while preparing Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP):

- "Do's and Don'ts" during and emergency and other safety instructions.
- Telephone numbers of emergency response team members, emergency services, mutual aid industries, district authorities, law enforcing agencies, contractors / vendors, fire services, district civic authorities, etc.
- Actions to be taken during an emergency including warning / cordoning off of affected area and informing the civil authorities and / or other utility companies affected by any emergency.
- **Other safety requirements as envisaged in ERDMP**

2. Training

Operational and safety training shall be imparted to the operating and maintenance staff by periodic refresher courses.

The training process should be subjected to periodic internal audits to ensure effective implementation and improvement.

3. Liaison

Entity owning / operating pipeline should have designated personnel to liaison with other existing utility companies, district, and

gas supplying companies. A utility co-ordination team consisting of representatives from all other utility companies and civil authorities can substantially improve safety records.

4. Educational Programs

Entities operating pipeline shall undertake a comprehensive public awareness program for consumers and general public. The educational material shall be prepared in local, Hindi and English language. Local audio visual media available should be used for such educational programs.

5. Pipeline Failure Investigation

Besides reporting and recording of all instances of asset related failures, damage to the environment and third party property shall also be recorded.
Failure investigating team shall comprise of personnel trained in failure investigations.

The data from all failure occurrences should be analyzed for trends so that proper initiatives including training could be taken to minimize failures.

6. Blasting Effects

No blasting should be carried out within city limits and near any third party structures / facilities. In any case blasting shall only be used after proper authorization from civil authorities even if it is safe to carry out such operations.

7. Accident / emergency reporting procedures

The entity shall put in place a documented in house accident reporting procedure and its response plan for all kind of accidents/emergencies such as i) near miss accidents, ii) accidents without loss of man-hours, iii) accidents with loss of man-hours. The level of reporting shall also be mentioned in the procedure.

PIPELINE MAINTENANCE

1. Pipeline Patrolling

The frequency for patrolling of natural gas Pipelines shall be once in 30 days for Location class 3 and 4 and once in every quarter for Location class 1 and 2 to observe surface conditions of **ROU, intermediate installations,** leakage, construction activity, encroachments, soil wash outs and any other factors that may affect the safety and operation of the pipeline.

Entire pipeline route should be line walked at least once a year.

Main highways and rail road crossing shall be inspected with greater frequency and more closely than main pipeline. In case of pipeline crossing to high consequential areas (HCA) like hospitals/old age homes/ schools/ building etc., the patrolling shall also be inspected with greater frequency depending upon the severity of the area. Maintenance of cover at Road crossings, Drainage ditches and in Cross-country terrain shall comply with ASME B31.8 Clause No. 851.21 and 851.22

The improvise means of line patrol other than foot patrolling, vehicle patrolling or helicopter patrolling shall also be used such as provision of GPS, installation of CCTV at strategic locations, satellite based monitoring and vibration sensing system through optical fiber .

2. Maintenance of RoU for Inspection of Crossings

RoU and access to various stations shall be maintained to ensure reasonable access to maintenance crews.

Road and railway crossings shall be inspected at least once in three (3) months.

IndiaCode

Water body crossings shall be inspected at least twice a year i.e. prior to and after monsoon or flash flood for exposure, accumulation of debris, or for any other condition that may affect the safety and security of the crossings

Public / Owners along RoU should be made aware of the possible consequence of gas leaks and should be included as a part of regular audit.

3. Pipeline Pigging

Inspection of pipeline using intelligent pigs shall be carried out at least once in 10 years. The data collected shall be compared with baseline data collected during–to asses the health of the pipeline and identify areas requiring repairs.

Normal pigging (Batch pig / cleaning pig) may be carried out at least once in five (5) years.

Pipelines transporting sour gas shall be inspected using intelligent pigging once every 5 years.

4. Inspection of Cathodic Protection System

Cathodic protection system parameter like pipe to soil potential and TR unit data shall be recorded at least once per month at all CP test stations.

Instant pipe to soil "OFF" potential reading at test lead points of the entire pipeline shall be taken once in a year.

Minimum acceptable criteria shall be as per ASME B31.8 Appendix K or NACE SP – 0169 as applicable.

Current measurements should be recorded at the Test stations at least once in a year where current measurement facility exists.

Cathodic protection rectifiers shall be inspected once in six months.

All protective devices shall be inspected once in a quarter.

Interference bonds shall be inspected once a year.

5. Coating Survey

Pearson Survey / Direct Current Voltage Gradient (DCVG) / Continuous Potential Logging (CPL) survey / Current Attenuation Test (CAT) shall be carried out once in 5 years. Insulating joints and couplings shall be inspected once in a year.

Inspection record shall be preserved.

Repair Procedures for Steel Pipelines Operating at Hoop Stress Level at or above 30% of the Specified Minimum Yield Strength

In case of corrosion of the pipe due to which thickness of the pipe is reduced to the extent that maximum allowable operating pressure is required to be reduced from original design to meet requirements of this standard, then either the pipe section shall be repaired or replaced or the pipeline shall be de-rated commensurate with remaining strength of the pipe.

All dents as per requirements of this standard and all pipes containing leak shall be removed or repaired.

Pipeline shall be repaired by any one of the following:

a. By cutting out cylindrical piece of pipe containing the defect and replacing the same with a pre tested pipe of minimum 2 meter length meeting the required pipe

India Code

specification.

b. By installing full encirclement welded split sleeves or leak clamps to contain internal pressure and shall have a design pressure of not less than the maximum allowable operating pressure. This shall be fully welded both circumferentially and longitudinally.

c. All repairs performed as per (a) and (b) above shall be testes by radiography examination and/or ultrasonic examination.

d. In case of repair of coated pipe, all damaged coating shall be removed and new coating shall be applied.

Permanent Field Repairs of Injurious Dents and Mechanical Damage

1. Defect Assessment

Effective defect detecting systems like, line walk surveys, surveillance, patrolling, leak detection tests, internal audits, external audits, etc. should be put in place for detection of defects and damages of pipe work. Defective or damaged pipelines should be identified and restored to safe operating conditions by the use of appropriate repair methods.

The defects should be categorized into, superficial damage, moderate damage, severe damage, extreme damage etc. as per standard practice.

The selection of the most appropriate repair method, consistent with safety of operation, should be selected be based on assessment of the defect.

2. Modification on the pipeline system:

Provision of this code shall also apply for any modification on the pipeline system for the purpose of expansion or extension of the pipeline.

Modifications should be carried out either by isolating the pipeline system or by hot-tap method. To the extent possible the pipeline system shall not stopped for the purpose of modification and shall try to adopt the other methods so as to supply the uninterrupted gas.

The hot tap shall be carried out as per API RP 2201

Abandoning of Transmission Facilities

Requirements for Abandoning, Disconnecting, and Reinstalling Distribution Facilities

Besides the details mentioned in the ASME B31.8, Abandoning, Disconnecting, or Reinstalling of natural gas pipeline shall also include the following:

A pipeline system that is no longer required for transportation of gas should be taken out of service with all hazardous fluids removed from the system. In case operating company decides to abandon full or part of the pipeline system permanently or temporarily after obtaining necessary approval from the statutory authority (if required), it shall prepare a detailed plan considering the following.

a. Large scale venting of natural gas should be avoided. It should be ensured that most of the natural gas contained in the system is utilized by consumer.
b. Pipeline section and facilities shall be disconnected with positive isolation from all source of supply of gas prior to abandonment.
c. Pipeline system and facilities to be

IndiaCode

abandoned should be purged with nitrogen gas or inert materials and ends sealed. If the facilities are purged with air, it shall be ensured that combustible mixture is not present in the system.

Decommissioning of Transmission Facilities

Plans and procedures shall be developed for safe decommissioning, dismantling, demolition, and disposal of the pipeline.

Maintenance of the facility shall continue till dismantling of facilities has been completed.

Cathodic protection system shall be maintained with periodic inspection.

Environmental impact assessment be carried out on account of decommissioning.

SAFETY AND FIRE PROTECTION

General

All installation shall have following fire protection facilities:-

- **Fire and Gas Detection System**
  - **Compressor stations:**

    A gas detection system equipped with **audio** and visual alarm shall be installed to indicate that one-fifth of lower flammable limit is reached. The gas detectors shall be located close to the potential source of leakage.

    IR / Smoke detectors shall be provided in control room, MCC, utility room and compressor enclosure with provision of indication, alarm and annunciation.

  - **Other Gas Installations:**

    A gas detection system equipped with **audio** and visual alarm shall be installed to indicate that one-fifth of lower flammable limit is reached. The gas detectors shall be located close to the potential source of leakage.

    IR / Smoke detectors shall be provided in control room, and utility room with provision of indication, alarm and annunciation.

- **Fire Alarm System**
  - **Compressor Stations:**

    Electric operated fire sirens with audible range of 1 km and/or hooters of F&G system audible within the compressor station premises shall be installed. Provision shall be made for continuous availability of power to this system during emergency shutdown.

    Manual call points shall be installed at strategic locations. Manual operated fire siren shall also be provided at strategic locations.

  - **Other Gas Installations:**

    Electric operated fire sirens with audible range of 1 km shall be installed. Provision shall be made for continuous availability of power to this system during emergency shut down.

- **Fire Fighting Equipment**

Fire Fighting Equipment shall be provided at Compressor Stations, Intermediate Pigging Station, Sectional Valve Stations, Gas Entry / Exit terminals and Metering Stations as

Indian Code

detailed below.

- **Compressor stations:**

a. Compressor area

One (1) number 10kg Dry Chemical Powder (DCP) based

One (1) number 6.8 kg CO_2 based per two compressors and

One (1) number mobile 75 kg DCP based.

b. Pigging Area, Metering Area and Gas Filtration Area

One (1) number 10kg DCP based at each location

c. Air compressors

One (1) number 2 kg CO_2 and one number 5 kg DCP based.

d. Office/ Canteen/ Stores

Two (2) number 10kg DCP based in each building.

e. MCC/DG Room/HT room

Two (2) number 4.5 kg CO_2 based in each room or per 100 m2 floor area.

4 sand buckets with stand shall be provided near to DG room.

A trolley containing first aid fire protective accessories shall also be provided

- **Intermediate pigging station**

One (1) number 75 kg and one (1) 10 Kg DCP based and one (1) number 2 kg CO_2 based.

100% spares for CO_2 cartridges and 50% spares for DCP cartridges shall be stored

- **Sectionalising Valve stations**

One (1) number 10 kg DCP based and one (1) number 2 kg CO_2 based.

100% spares for CO_2 cartridges and 50% spares for DCP cartridges shall be stored

- **Gas receipt / delivery terminals ;**

One (1) number 75 kg and one (1) 10 kg DCP based and one (1) number 2 kg CO_2 based.

100% spares for CO_2 cartridges and 50% spares for DCP cartridges shall be stored

All fire extinguishers shall bear ISI or equivalent mark. Manuals of each fire extinguisher shall be provided at every location. The quantity and size of fire extinguishers required shall be provided based on the nature of occupancy and class of fire/risk to be protected.

Fire fighting system with fire water network shall be provided for compressor stations.

The following shall also be considered:

1. Where cleanliness and contamination of sensitive electrical equipment are of importance or likely to get affected only CO_2 or Clean Agent (Halon 1211) fire extinguishers shall be provided. (Fire size of fire extinguisher refer BIS-2190)

2. Extinguishers shall be installed within 15 m of the equipment so that travel distance for person is not more than 15m.

IndiaCode

➢ **First Aid and Safety Equipment**

First Aid and Safety Equipment shall be provided at Compressor Stations, Intermediate Pigging Station, Sectionalising Valve Stations, Gas receipt/ Delivery terminals and Metering Stations

➢ **Windsock**

Windsock shall be provided on an appropriately elevated structure like the control room / fire-water pump house in such a manner so as to avoid blind areas.

➢ **Emergency Power Supply**

Emergency lighting shall be provided for operating areas and control room.

➢ **Communication System**

Communication system like telephone / PA or paging, walkie-talkie, optical fiber cable based communication system shall be provided.

All intermediate stations including IP stations / Repeater station shall be provided with proven communication system. Security at unmanned station shall be trained to deal with communication and emergency handling.

➢ **Fire Water System**

The Fire water system shall be provided at compressor stations consisting of:

a. Fire water storage
b. Fire water Pumps (Main and Jockey)
c. Fire water distribution piping network
d. Fire hydrant / Monitors
e. Water sprinkler / deluge system.

Facilities should be designed on the basis that the city fire water supply is not available close to the installation.

Fire water system shall be designed to fight two major fires simultaneously anywhere in the installation.

o **Design Flow Rate**

The fire water pumping requirement for medium velocity spray shall be calculated based on the spray rate given below or flow through two (2) nos. of fire water monitors (i.e 288 m^3/hr) whichever is higher.

Spray rate for various areas shall be as follows:

a. Compressor area: 20.4 Lpm/ m2 of area
b. Scraper area / Metering area / filter area: 10.2 Lpm/ m2 of area.
c. Other area: 3 Lpm/m2 of area

Compressor area, gas after cooler area, pigging area, filtration area, metering area, condensate collection area etc. shall be covered with medium velocity water spray system using monitors and hydrants.

o **Fire Water System Design**

The Fire water pressure system shall be designed for a minimum residual pressure of 7.0 kg/cm^2 (g).

A firewater ring main shall be provided all around perimeter of the compressor station facilities with hydrants / monitors.

There shall be minimum two (2) numbers of monitors located in such a way that it covers the compressors

IndiaCode

area, scrapper area and filter area. Fire hydrant network shall be in closed loops to ensure multidirectional flow in the system. Isolation valves shall be provided in each side of the junction in the closed loop and in the middle of the loop(for loop of length 300 m) or at every 300 m interval (if closed loop is longer than 300 m) to enable isolation of any section without effecting other section.

- **Fire Water Storage**

Water requirement for firefighting shall be met through water storage tanks. The effective capacity of the tanks above the level of suction point shall be minimum 4 hours aggregate capacity of the pumps. Where make up water supply system is 50% or more this storage capacity may be reduced to 3 hours of aggregate capacity of pumps.

Storage tank/reservoir shall be in two interconnected compartments to facilitate cleaning and repairs. In case of steel tanks there shall be a minimum of two tanks.

- **Fire Water Pumps**

Centrifugal fire water pumps shall be installed to meet the designed fire water flow rate and head. Pump shall have flooded suction.

Motor driven Jockey pump (not more than 10 m3 / hr of water flow) shall be installed to maintain the fire network pressure at 7.0 kg/cm2 at farthest end of the network.

The fire water pumps including the standby pumps shall preferably be diesel driven. Where electric supply is reliable 50% of the pumps may be motor driven.

A minimum of 50% stand by pump(s) (minimum one no) of the same type, capacity and head as the main pumps shall be provided. The fire water pumps shall be provided with automatic starting facilities.

- **Fire Hydrant Network**

Fire water ring main shall be sized for 120% of the design water flow rate. Velocity of the water shall not exceed more than 5 m/s in the fire water ring main. In case of sea water service, the fire water main pipes shall be concrete / mortar lined internally or thermoplastic material.

Fire water steel pipe ring main, when installed above ground shall be at a height of 300 to 400 mm above finished ground level and should be adequately supported at regular intervals. Pipes made of composite material shall be laid underground. Above ground portion of such networks shall be of carbon steel and translation shall be by flanged connection stand post for monitors and hydrants shall be carbon steel.

Under ground fire water mains shall have minimum 1 m cover and shall be provided with suitable coating / wrapping

Double headed hydrants with two separate landing valves on 3" / 4" stand post shall be used. All hydrant outlets shall be 1.2 meter above ground level.

Fire water monitors shall be provided with independent isolation valves.

Hose Box with 2 Nos. of hoses and a nozzle shall be provided at each

IndiaCode

hydrant points.

The deluge valve shall be located at 15 meters from the risk being protected **by sprinkler system**.

Fire Hydrants/ monitors shall be located at a minimum distance of 15mts from the hazardous facility / equipment. In case of buildings this distance shall not be less than 2 mts and not more than 15 mts from the face of building. Provisions of hydrants within the building shall be in accordance with IS: 3844.

At least one hydrant post shall be provided for every 30 mtr of external wall measurement or perimeter of the battery limit. Monitors shall be placed at 45 mtr interval.

- **Medium Velocity Sprinkler System**

The medium velocity sprinkler system should be provided at critical areas such as compressor unit and shall have spray nozzles directed radially to the facilities intended for cooling.

Only one type of spray nozzles shall be provided in a particular facility.

All spray nozzles shall be inspected for proper positioning, corrosion and cleaned if necessary at an interval of not more than 12 months or earlier based on the experience.

- **Material Specifications**

All material used in fire water system using fresh water shall be of the type indicated below:

a. Pipes - Carbon Steel (CS) IS: 3589 / IS: 1239 / IS: 1978 or Composite materials as per API 15 LR / API 15 HR or its equivalent shall be used.

b. In case saline / brackish water / treated effluent water is used, the fire water main of steel pipes shall be internally cement mortar lined or glass reinforced epoxy coated or made of pipe material suitable for the quality of water. Alternatively, pipes made of composite materials shall be used.

c. Cast iron pipes shall not be used for fire water services.

d. Isolation/deluge valves shall be either gate valve or butterfly valves with open and closed indication. Material shall be cast steel for normal water and copper nickel for saline/brackish water service.

e. Hydrant Stand post **shall be** Carbon Steel. Monitors – **carbon steel/** Gunmetal

f. Outlet valves / landing valves- Gunmetal / Aluminum/ Stainless steel / Aluminium-Zink alloy

g. Fire Hose- Reinforced rubber lined hoses (63 mm), 15 mtr **standard** length conforming to IS: 636 (type A) **or** Non percolating synthetic hose (Type B) / UL or equivalent standard.

h. The above ground fire water main, hydrant post shall be painted with corrosion resistant "Fire Red" paints as per IS: 5

- **Spare Hoses, Nozzles and Accessories**

IndiaCode

Minimum 2 Nos. or 25% spare hoses shall be stored.

In addition to the nozzles provided in the hose boxes there shall be 1 set of spare nozzles for each category viz- Jet Nozzle with branch pipes, Fog Nozzle, Universal Nozzle, water curtain Nozzle and spray Nozzle.

RECORDS

Besides the details mentioned in the ASME B31.8, natural gas pipelines entity shall also maintain following records/ documents:

a. Design/ specification documents
b. Route maps, alignment sheets, crossings, drawings, Piping and Instrumentation Diagrams, station layouts Pipe Book/ Installation Records
c. Surveillance inspection and maintenance reports
d. Records and maps showing the location of CP facilities and piping
e. CP Monitoring report
f. Leak burst and repair records
g. History cards of equipment
h. Pipeline Pigging Report
i. Material certification including dimension, metallurgy, DT and NDT, strength, tightness, performance and functional report
j. Welding records
k. PQR, WPS & Welder qualification records
l. Third Party **technical audit report of infrastructure before** Gas-IN.
m. Commissioning reports
n. Non-conformance/ deviation reports
o. Calibration records of Inspection, Measuring & Metering and Test equipment
p. Audit compliance reports
q. Statutory clearances
r. Approved drawings/documents
s. HAZOP/ Risk assessment studies/ compliance to recommendations
t. All operation & maintenance manuals

IndiaCode

Schedule 1F

CORROSION CONTROL

EXTERNAL CORROSION CONTROL

New Installation/Buried Steel Facilities Coating Requirements,

Coatings shall fulfill following requirements:

- Coating shall provide good electrical isolation between of external surface of the pipe and environment.
- Coating shall have sufficient resistance to moisture transmission.
- Coating shall have sufficient ductility to resist cracking;
- Coating shall have good mechanical strength or otherwise be protected to resist damage due to normal handling (including concrete coating application where applicable) and soil stress.
- Coating shall be compatible with Cathodic Protection system and field joint coatings.

For carbon steel pipelines or mains of size NPS 2 and above, 3 Layer Polyethylene or Fusion Bonded Epoxy coating is recommended.

All buried bends and fittings shall be coated with Heat Shrink Sleeves or two layer high build liquid epoxy coating with minimum DFT 450 microns.

Cathodic Protection Requirement

Electrical Isolation

Where insulating devices are installed to provide electrical isolation of pipeline systems to facilitate the application of corrosion control, they shall be properly rated for temperature, pressure, and electrical properties, and shall be resistant to the gas carried in the pipeline systems. These devices shall not be installed in enclosed areas where combustible atmospheres are likely to be present unless precautions are taken to prevent arcing.

Pipes shall be installed so that the below grade or submerged portions are not in electrical contact with any casing, foreign piping systems or other metallic structures. This shall not preclude the use of electrical bonds where necessary. In case any shorting is observed with casing, suitable additional corrosion protection measures should be considered.

Electrical Connection and Monitoring Points

Where a higher current carrying capacity is required, a multi-strand conductor shall be used and the strands shall be arranged into groups no larger than No.6 AWG. Each group shall be attached to pipe with a separate charge. Attaching test leads directly to the pipe by other methods of brazing is prohibited.

When thermit welding process is used for electrical lead installation on pressurized pipelines or mains, precautions shall be taken to avoid possible failure of the pipeline or mains during installation due to loss of material strength at the elevated welding temperatures. Where a thermit welding process is not deemed suitable. Consideration shall be given to other methods of installation.

Electrical Interference

Electrical interference due to following shall also be considered in cathodic protection design.

Fault Currents

Fault current interference shall be taken into consideration.

Fault current resulting from lighting or upset conditions of electrical facilities could result in serious damage to coating and pipe wall and danger to personnel. These adverse effects may occur where a pipeline or main is close to the grounding facilities of electrical transmission line structures, sub-stations, generating stations or other facilities that have high short circuit current-carrying grounding networks.

Where a buried pipeline or main is close to grounding facilities, remedial measures may be necessary to control the effect of these fault currents in order to reduce the resultant rise in potential gradient in the earth near the pipeline or main to an acceptable level.

Induced Potential Interference

Pipelines or mains paralleling alternating current electrical transmission lines are subject to induced potentials. When studies or tests show that alternating current potentials will be or are being induced on a buried pipeline or main, devices shall be installed to reduce these potentials to a tolerable level.

When such pipelines or mains are under construction, or when personnel are in contact with the pipelines or mains, special precautions shall be taken to nullify the possible effects of induced alternating current potentials.

Install bonding across points where the pipeline or main is to be separated and maintain this connection while the pipeline or main is separated.

Make a study in collaboration with the electric company on the common problems of personnel safety, corrosion, electrical interference and lighting problems.

Existing Installations

Cathodically Protected Pipeline Systems temporarily out of Service

Cathodic Protection systems shall be maintained on any pipeline or main temporarily out of service.

Temporary Cathodic Protection System

When considered necessary, a temporary Cathodic Protection system with sacrificial anodes shall be installed to ensure adequate protection of pipeline or mains from external corrosion from the time the pipeline or main is laid in the trench till the permanent Cathodic Protection system is commissioned.

The temporary cathodic protection system shall preferably be installed simultaneously keeping pace with the pipeline or main laying/installation work and shall be monitored periodically.

RECORDS

Pipeline Company shall also maintain following records / documents related to corrosion control:

- Cathodic Protection Design documents
- Soil Resistivity Survey Report
- Electrical Interference Report
- Inspection and maintenance reports
- Material certification including dimension, metallurgy, performance and functional report

- Material test reports
- Approved drawings/documents
- All records of welder's qualification, welding joints and testing shall be maintained.

Schedule 1G

MISCELLANEOUS

REQUIREMENTS FOR SOUR GAS SERVICE

Gaseous hydrocarbon shall be considered as sour inline with NACE Standard MR-01-75. At lower concentrations of H2S, as the presence of other constituents in the gas e.g. CO_2 and salts in water etc. can also cause stress corrosion, hence the concentration of such constituents shall also be evaluated in gaseous hydrocarbon.

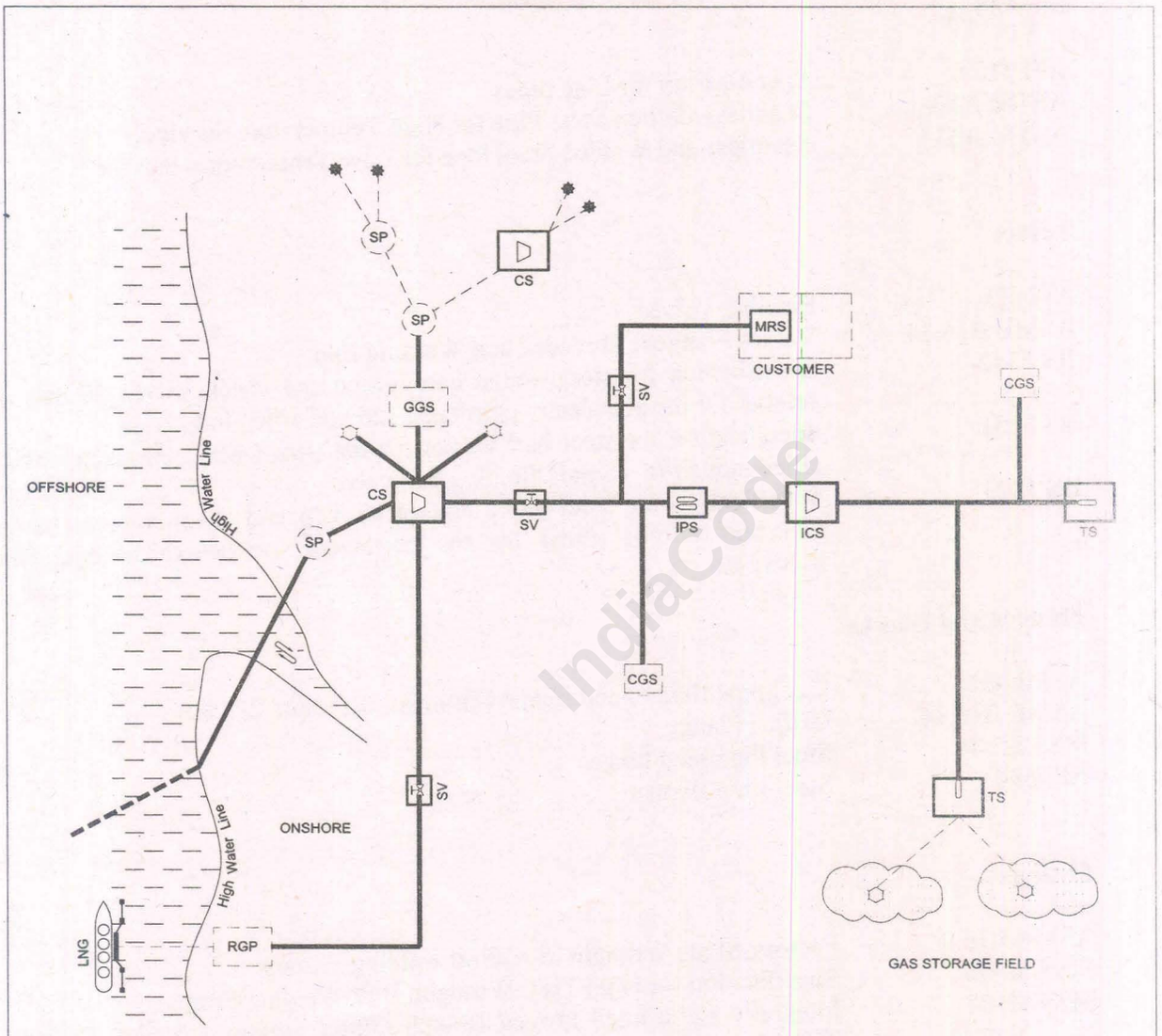
All materials, used in sour gas service, shall conform to the material requirements specified in NACE Standard MR-01-75. Depending upon service and materials involved, additional tests for Sulphide Stress Corrosion Cracking (SSCC) and Hydrogen Induced Cracking (HIC), as specified in NACE Standards MR-01-75 and TM-02-84 respectively, shall also be conducted for long & short term behavior of material under corrosive environments.

[F. No. S-Admn./II/8/2009-Vol.-I]

RATAN P. WATAL, Secy.

ANNEXURE I

OFFSHORE AND ONSHORE COVERAGE



IndiaCode

Note: Subsea pipeline for transportation of gas after its primary treatment stations or gas gathering stations shall also be included in the scope of the standard.

ANNEXURE II

List of Specifications of Piping Materials used in Natural Gas Pipelines

Steel Pipe

API 5L	Specification for Line pipes
ASTM A106	Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperature Service
ASTM A333	Seamless and Welded Steel Pipe for Low-Temperature Service

Valves

API 6D	Pipeline Valves
ASME B16.34	Valves Flanged, Threaded and Welding End
BS 5352	Specification for steel wedge gate, globe and check valves 50 mm and smaller for the petroleum, petrochemical and allied industries
BS 5351	Specification for steel ball valves for the petroleum, petrochemical and allied industries - Small Floating ball valve
BS 1873	Specification for Steel globe and globe stop and check valves (flanged and butt-welding ends) for the petroleum, petrochemical and allied industries

Flanges and Blanks

ASME B16.5	Steel pipe flanges and flanged fittings - Size upto 24" NB.
ASME B16.36	Orifice Flange
MSS SP-44	Steel Pipeline Flanges
API 590	Steel Line Blanks

Fittings

ASME B16.9	Factory-Made Wrought Steel Butt welding Fittings
MSS SP-75	Specification for High Test, Wrought, Butt Welding Fittings
MSS SP 97	Integrally Reinforced Forged Branch Outlet Fittings - Socket Welding, Threaded and Butt welding Ends

Stud Bolts and Nuts

ASTM A194	Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both.'
ASTM A193	Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High Temperature or High Pressure Service and Other Special Purpose Applications
ASTM A153	Standard Specification for Zinc Coating (Hot-Dip) on Iron and Steel Hardware
ASME B18.2.1	Square and Hex Bolts and Screws, Inch Series

ASME B18.2.2	Square and Hex Nuts
ASME B 31.8 S	managing system Integrity of gas pipeline

Gaskets

ASME B16.20	Metallic gaskets for pipe flanges: Ring joint, Spiral wind and Jacketed.

High Pressure SS Tubing and Fittings

ASTM A269	Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Tubing for General Service

List of Specifications for Equipment used in natural gas pipeline System

Pressure Safety Equipment (Regulators, Slam Shut Valves and Creep Relief Valves)

EN 334	Gas pressure regulators for inlet pressures up to 100 bar
EN 14382	Safety devices for gas pressure regulating stations and installations - Gas safety shut-off devices for inlet pressures up to 100 bar
API 526	Flanged Steel Pressure Relief Valves

Filters

ASME Section VIII	Boiler and Pressure Vessel Code

Metering Equipment

AGA Report No. 3	Orifice Metering of Natural Gas and Other related Hydrocarbon fluids
AGA Report No. 9	Measurement of Gas by Multi-path Ultrasonic Meters
EN 12480	Gas meters - Rotary displacement gas meters
OIML R32	Rotary piston gas meters and turbine gas meters
AGA Report No. 7	Measurement of Gas by Turbine Meters
EN 12261	Gas meters - Turbine gas meters

Pressure Measuring Equipment

BS EN 837-1	Pressure gauges - Part 1: Bourdon tube pressure gauges; dimensions, metrology, requirements and testing
BS EN 837-2	Pressure Gauges - Part 2: Selection and Installation Recommendations for Pressure Gauges
BS EN 837-3	Pressure gauges - Part 3: Diaphragm and capsule pressure gauges; dimensions, metrology, requirements and testing

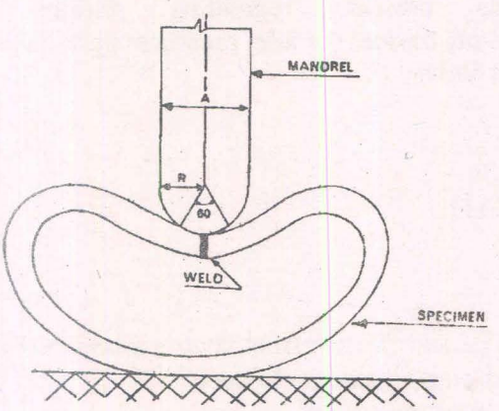
ANNEXURE III

Additional Requirements for Electric Welded Pipes

Electric Welded pipes shall meet following requirements.

Reverse Bend Tests

Reverse bend tests shall be performed on the pipe piece cut from the crop end, selected from the front end of the first length and the back end of the last length produced from each coil. The specimen shall be 100mm to 115mm long and shall be reverse bend tested in accordance with procedure and figure given hereinafter.



The reverse bend test shall be carried out with a mandrel. Radius (R) and width (A) of mandrel shall be calculated for any combination of diameter, wall thickness and grade with the formula.

$$A = 2R = \frac{1.4\,(D-t)\,t}{e\,(D-2t)-1.4\,t} - t$$

where,

D	-	Outside diameter of pipe
t	-	Wall thickness of pipe
1.4	-	Peaking factor
e	-	Strain

Minimum values of 'e' shall be as follows:

Grade of Steel	Min 'e' value
API 5L Gr. B	0.1425
API 5L X-42	0.1375
API 5L X-46	0.1325
API 5L X-52	0.1275
API 5L X-60	0.1225

Procedure

The mandrel is to be plugged into the specimen, with the weld in contact with mandrel, to such a depth that the angle of engagement between mandrel and specimen reaches 60° (see Figure). If the combination of diameter and wall thickness of pipe, and radius of mandrel is such that the angle of engagement does not reach 60°, the mandrel shall be plugged into the specimen until opposite walls of the specimen meet.

Acceptance Criteria

A specimen which fractures completely prior to the specified engagement of mandrel and specimen, or which reveals cracks and ruptures in the weld or heat affected zone longer than 4mm, shall be rejected. Cracks less than 6mm long at the edges of the specimen shall not be cause for rejection.

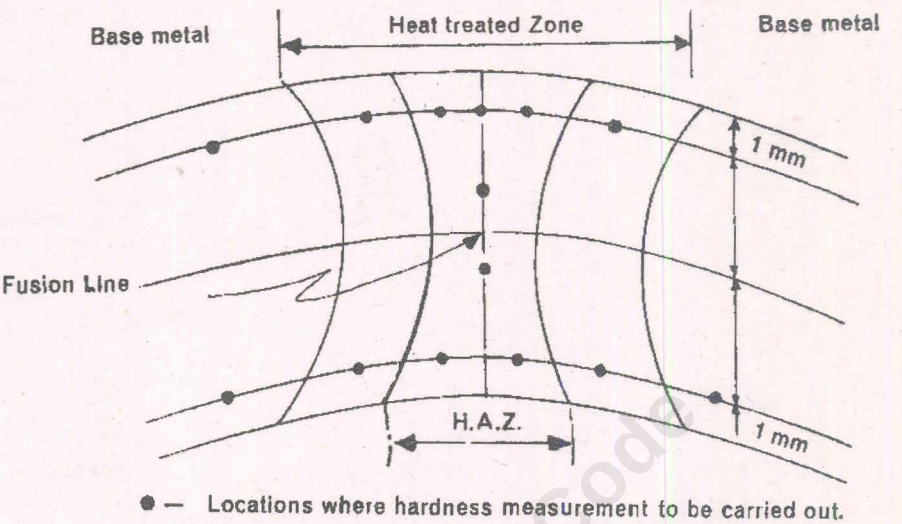
Micrographic and Hardness Examination

A test specimen shall be taken across the longitudinal weld from one length of finished pipe from each lot of maximum 100 lengths from the same heat manufactured from the same process.

Indian Code

These specimens shall be polished and etched for micro-examinations. The examinations shall provide evidence that heat treatment of weld zone is adequate and there is no un-tempered martensite left.

Hardness measurements on each specimen shall be made as indicated in figure given herein after in accordance with ASTM E-32. The maximum difference in hardness between base material and any reading taken in the Heat Affected Zone (HAZ) shall be less than 80 points Vicker's HV_{10}.



ANNEXURE IV

MINIMUM INTER DISTANCES FOR VARIOUS STATION FACILITIES

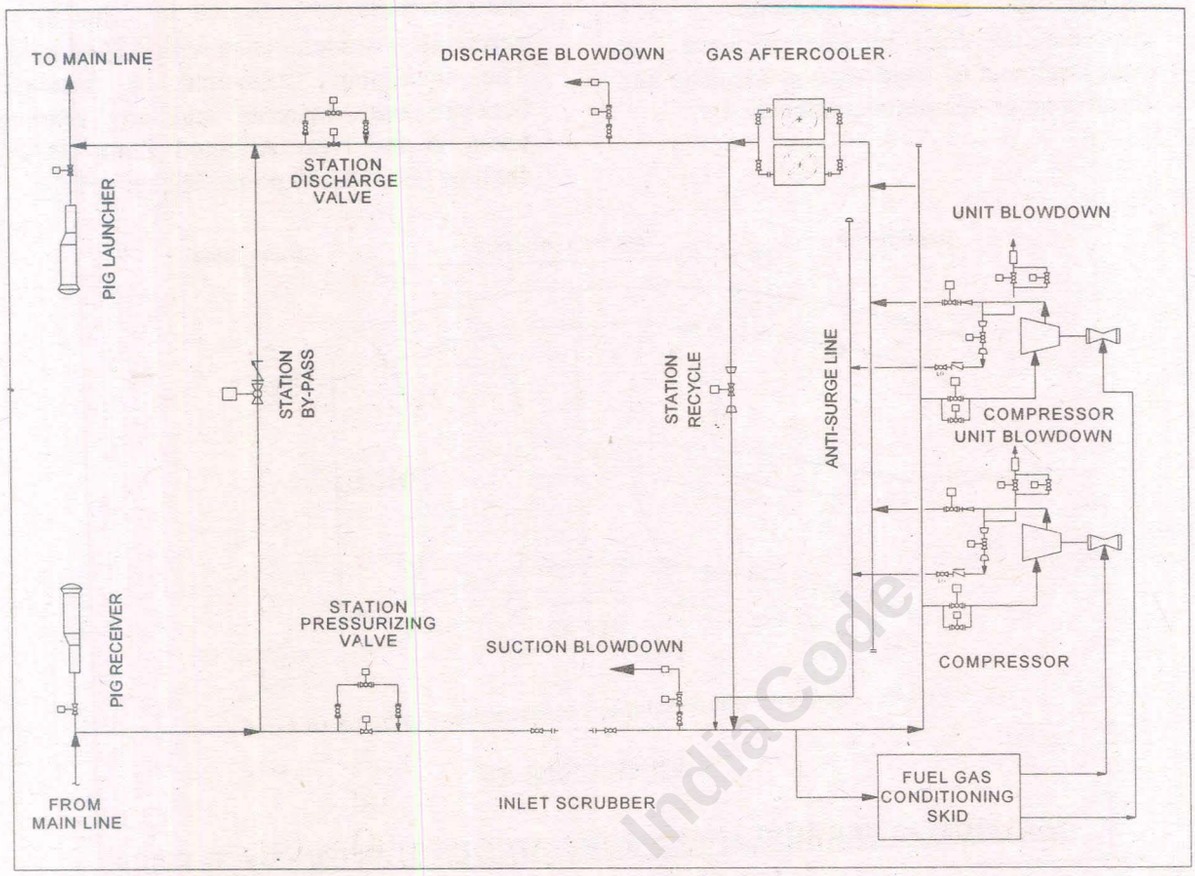
S.No.	From / To	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Small Compressor/ Pump House	-	15	15	15	16	30	15	15	15	16
2	Main Compressor House	15	-	15	15	30	30	15	15	30	30
3	Gas Handling System (PB /GC)	15	15	-	5	16	30	15	15	5	16
4	Equipment Room	15	15	5	-	-	30	15	15	5	16
5	Control Room /Office building	16	30	16	-	-	30	15	15	5	-
6	Fire Pump House/Fire water storage tanks	30	30	30	30	30	-	-	30	12	-
7	Water Spray Deluge Valve	15	15	15	15	15	-	-	15	-	16
8	Cold Blow Down	15	15	15	15	15	30	15	-	5	30
9	Compound wall	15	30	5	5	5	12	-	5	-	5
10	Elect Sub station,	16	30	16	16	-	-	16	30	5	-

* Any distance suitable for constructional and operation convenience.

1. All distances are in metres. All distances shall be measured between the nearest points on the perimeter of each facility
2. Hot elevated flare shall be located 90 mtr away and ground flare shall be located 150 mtr away
3. For the distance from compound wall, the distance mentioned in this table and the requirement of local bylaws(if any) which ever is higher shall govern.

PB – Pig receiver / Launcher Barrel, GC- Gas Coolers / Meters / filters

ANNEXURE V



TYPICAL COMPRESSOR STATION SCHEMATIC

ANNEXURE VI

LIST OF APPLICABLE STANDARDS AND REFERENCES

This standard shall be read in conjunction with the following standards, codes and publications:

(i)	ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems. (ASME 3 Park Avenue, New York, NY USA 10016. www.asme.org)
(ii)	API -617	Centrifugal Gas Compressors
(iii)	API- 618	Reciprocating Gas compressors
(iv)	API- 11P	Other gas compressors
(v)	API 1102	Recommended Practice for Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways.
(vi)	API 1104	Standard for Welding Pipelines and Related Facilities.
(vii)	API 1107	Recommended Pipeline Maintenance Welding Practices.
(viii)	API 1109	Recommended Practice for Marking Liquid Petroleum Pipeline Facilities.
(ix)	API 1110	Recommended Practice for Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines.
(x)	API 500C	Classification of Locations for Electrical Installations at Pipeline Transportation Facilities.
(xi)	API- 5L	Specification for Line pipes
(xii)	API- 6D	Pipeline Valves

IndiaCode

(xiii)	ASME Section VIII	Boiler and Pressure Vessel Code Division 1 Pressure Vessels Division 2 Alternate Rules for Pressure Vessels
(xiv)	ASME Section IX	Welding Qualifications
(xv)	MSS-SP-50	Pipe Hangers and Supports Materials, Design and Manufacture.
(xvi)	MSS-SP-69	Pipe Hangers and Supports - Selection and Application.
(xvii)	NACE-RP-01-69	Recommended Practice Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
(xviii)	NACE-RP-01-75	Recommended Practice - Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines Systems.
(xix)	ISA S-75.01	Flow evaluation for sizing control valve
(xx)	ISA S-75.02	Control valve test procedure
(xxi)	IEC – 79	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmosphere
(xxii)	IEC – 529	Degree of protection Provided by Enclosures.

References

ASME B 31.8 –	Gas Transmission and Distribution Piping Systems
API 1104 -	Welding procedures and welders for welding of gas pipelines. ASME Boiler and Pressure Vessel (BPV) Code Section IX - Welding procedures and welders, for station piping.
IS-5572 -	Electrical area classification of Installation for selection of Electrical Equipment
IS – 5571-	"Guide for selection of Electrical Equipment for Hazardous Area".
IS 3043 –	For earthing of all electrical equipment, systems, structures and fencing, etc.
IS:2309 –	Lightening protection
ISO 14313	Valves
NACE SP-0177	Mitigation of AC and lightening effects

IndiaCode

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

IndiaCode