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

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

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

सं. 67] नई दिल्ली, मंगलवार, फरवरी 16, 2016/माघ 27, 1937
No. 67] NEW DELHI, TUESDAY, FEBRUARY 16, 2016/ MAGHA 27, 1937

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

अधिसूचना

नई दिल्ली, 12 फरवरी, 2016

जीएसआर इंफ्रा/टी4एस/पीएंडपीपीपीएल/01/2014.- 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 एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, नामत:-

1. **संक्षिप्त शीर्षक और प्रारंभण**

(1) इन विनियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2016 कहा जाएगा।

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

2. **परिभाषाएं**

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

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

(ख) "एएसएमई बी 31.4" का अर्थ अनुबंध-IV में उल्लिखित तरल हाइड्रोकार्बन और अन्य तरल पदार्थ के लिए पाइपलाइन परिवहन प्रणाली को शामिल करने वाले मानक से है;

(ग) "बोर्ड" का अर्थ अधिनियम की धारा 3 के उप-भाग (1) के अंतर्गत स्थापित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड से है;

(घ) "पम्पिंग स्टेशन" का अर्थ पाइपलाइन पर स्थापना से है जिसमें पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के दबाव को बढ़ाने के लिए पंपिग इकाइयां लगाई गई हों;

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

(च) "तटीय" का अर्थ अपतट के अलावा उस क्षेत्र से है जो इन विनियमों का दायरा बनाते हैं। घाट या अन्य भण्डारण स्थलों से / तक फीडर लाइनें तटीय पाइपलाइनों का हिस्सा भी बनती हैं;

(छ) "प्रचालन कंपनी या प्रचालक" का अर्थ पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन नेटवर्क के प्रचालन में संलग्न कंपनी से है;

(ज) "पेट्रोलियम" का अर्थ है अशोधित तेल और तरलीकृत पेट्रोलियम गैस सहित कोई तरल हाईड्रोकार्बन या हाइड्रोकार्बन का मिश्रण और कोई ज्वलनशील मिश्रण (तरल, चिपचिपा या ठोस) और 'पेट्रोलियम उत्पाद' शब्द का अर्थ होगा पेट्रोलियम से विनिर्मित कोई उत्पाद;

(झ) "पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन" का अर्थ पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद के परिवहन के लिए शाखा या स्पर लाइनों सहित किसी पाइपलाइन से है तथा इसमें एक पाइपलाइन प्रणाली के संचालन के लिए अनिवार्य अवशोषित न होने वाले इंटरफेस हेतु अपेक्षित संबंधित संतुलन टैंकों और टैंक क्षमता सहित आरंभिक, डिलीवरी, टैप ऑफ प्वाइंट या टर्मिनल स्टेशन पर पंप, मीटरिंग इकाई, भण्डारण सुविधाओं जैसे सभी संबद्ध आधारभूत ढांचे शामिल हैं;

(ञ) "प्रयोक्ता का अधिकार या अधिकार के तरीके" का अर्थ उस क्षेत्र या भूखण्ड से है जिसके अंतर्गत पाइपलाइन प्रचालक या कंपनी ने पेट्रोलियम और खनिज पाइपलाइन (भूमि पर प्रयोक्ता का अधिकार अर्जन) अधिनियम, 1962 के जरिए या पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें बिछाने, प्रचालन और रख-रखाव करने के क्षेत्राधिकार वाले भूस्वामी या एजेंसी के साथ किए गए करार के अनुसार अधिकार प्राप्त किया हो;

(2) 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 बोर्ड (कंपनियों को पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए प्राधिकृत करना) विनियम, 2010 के अंतर्गत पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए बोर्ड द्वारा प्राधिकृत सभी कंपनियों और समर्पित पाइपलाइनों सहित किसी अन्य पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन पर लागू होंगे।

(2) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन नेटवर्क की डिजाइन, सामग्री और उपकरण, पाइपिंग प्रणाली संघटक और फैब्रिकेशन, स्थापना और जांच, कमिशनिंग, क्षय नियंत्रण, प्रचालन और अनुरक्षण तथा सुरक्षा की परिभाषाएं एएसएमई बी31.4 की आवश्यकताओं के अनुसार होंगी, 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 सभी मौजूदा और नई पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों पर लागू होंगी।

(2) इन विनियमों में पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों की पाइपलाइन डिजाइन, सामग्री और उपकरण, पाइपिंग प्रणाली संघटक, फैब्रिकेशन, स्थापना, जांच, क्षय नियंत्रण, प्रचालन और रखरखाव तथा सुरक्षा शामिल

होंगे। इन पाइपलाइनों में विशिष्ट उपभोक्ताओं के लिए समर्पित पाइपलाइनें शामिल हैं लेकिन अपतटीय क्रुड तेल पाइपलाइनें, तटीय कुंआ प्रवाह, फीडर और संग्राहक पाइपलाइनें शामिल नहीं हैं।

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 पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन प्रणाली का एक-समान प्रचालन और रखरखाव सुनिश्चित करना तथा पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों से संबद्ध कर्मचारियों, लोगों और सुविधा केन्द्रों के सुरक्षा पहलुओं पर प्राथमिक रूप से ध्यान केन्द्रित करना है।

6. मानक

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां अनुसूची-I में हैं जिसमें डिजाइन (अनुसूची-1क), सामग्री और उपकरण (अनुसूची-1ख), पाइपिंग प्रणाली उपकरण और फ्रैब्रिकेशन ब्यौरे (अनुसूची-1ग), स्थापना और परीक्षण (अनुसूची-1घ), संक्षारण नियंत्रण (अनुसूची-1ड.), प्रचालन और अनुरक्षण प्रक्रियाएं (अनुसूची-1च), सुरक्षा (अनुसूची-1छ), विविध (अनुसूची-1ज), शामिल है जिन्हें अनुबंध-I से अनुबंध-IV के रूप में पढ़ा जा सकता है।

7. इन विनियमों का अनुपालन

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

(2) यदि किसी कंपनी ने कुछ अन्य मानक के आधार पर पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन नेटवर्क बिछाया, निर्माण, विस्तार किया है या इन विनियमों में विनिर्दिष्ट आवश्यकताओं को पूरा नहीं करती है तो कंपनी इनके आधारभूत ढाँचे की एक विस्तृत मात्रात्मक जोखिम विश्लेषण (क्यूआरए) करवाएगी। कंपनी इसके बाद अनुपालन न करने और मिटिगेशन योजना के उपायों के लिए अपने बोर्ड या निर्णय लेने वाले उच्चतम निकाय से अनुमोदन प्राप्त करेगी। अनुपालन रिपोर्ट, मिटिगेशन योजना और कार्यान्वयन अनुसूची सहित कंपनी के अपने बोर्ड या निर्णय लेने वाले उच्चतम निकाय का अनुमोदन इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से छ: महीने के अंदर बोर्ड को प्रस्तुत करना होगा।

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

(i) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन प्रणाली की एएसएमई बी31.4 के अनुसार स्थापना के समय प्रारंभिक जांच की गई हो। 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 बी31.4 के अनुसार जांच किए गए पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन नेटवर्क की सेवाकालीन जांच रिकार्ड प्रस्तुत करना होगा या सम्बंधित रिपोर्ट के लिए फिटनेस सहित इंटेलीजेंट पिगिंग सर्वेक्षण कराना होगा;

बशर्ते कि :-

(क) कंपनी इन विनियमों की अधिसूचना के एक माह के अंदर, लेकिन तीन माह से अधिक विलम्ब के बिना उपर्युक्त आवश्यकताओं को पूरा करने के समर्थन में स्व-प्रमाणन प्रस्तुत करेगी।

(ख) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के निर्माण और प्रवर्तन, प्रचालन और अनुरक्षण के लिए पैरा (क) में संदर्भित प्रमाणन किया जाएगा। बोर्ड को मिटिगेशन योजना और कार्यान्वयन अनुसूची के साथ स्व-प्रमाणन प्रस्तुत किया जाएगा;

(ग) इन विनियमों के लागू होने की तारीख से ऐसे मौजूदा नेटवर्क के लिए बोर्ड द्वारा चयनित अनुसार प्रणाली के महत्वपूर्ण घटकों का परिशिष्ट में विनिर्दिष्ट अवधि के अंदर इन विनियमों के साथ संकलन किया जाएगा तथा एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के संबंध में अलग विनियमों के अनुरूप प्राधिकृत कंपनी हर समय मौजूदा पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन प्रणाली की एकनिष्ठता 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, प्रवर्तन और प्रचालन चरणों के दौरान तकनीकी और सुरक्षा लेखा-परीक्षा के जरिए इन विनियमों के प्रावधान का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए कंपनी एक प्रणाली का प्रावधान करेगी।

(2) उप विनियम (1) में कोई चूक होने पर, कंपनी पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2010 के विनियम 16 के अंतर्गत डिफॉल्टर कंपनी के रूप में अर्हता प्राप्त करेगी।

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

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

(ख) कंपनी पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए प्राधिकृत करना), विनियम 2010 के विनियम 16 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 उल्लेखित अनुसार हाइड्रो जांच कराए बिना पाइपलाइन प्रणाली का प्रचालन करती पाई जाती है; और

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

9. अन्य सांविधिक के अंतर्गत आवश्यकताएं

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

10. विविध

(1) यदि इन विनियमों की व्याख्या के संबंध में कोई विवाद उत्पन्न होता है तो इस पर बोर्ड द्वारा निर्णय लिया जाएगा।

(2) बोर्ड जैसा उचित समझे इन विनियमों के उद्देश्यों को पूरा करने के लिए अधिनियम के अनुरूप दिशानिर्देश जारी कर सकती है।

परिशिष्ट

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन

में

महत्वपूर्ण कार्यकलापों की सूची

क्र.सं.	महत्वपूर्ण अवसंरचना या कार्यकलाप या प्रक्रियाएं	कार्यान्वयन या अनुपालन के लिए समयावधि	कार्यान्वयन योजना
1.	रेडियोग्राफी, अल्ट्रासोनिक जांच या अन्य लागू एनडीटी पद्धति के लिए जांच रिकार्ड (कमीशनिंग से पूर्व कराया जाए)।	6 माह	6 माह के अंदर अनुपालन किया जाना है।

2.	विनियम 7(3) के अनुसार हाइड्रो-जांच (कमीशनिंग के पूर्व कराई जाए) रिपोर्ट	6 माह	6 माह के अंदर अनुपालन किया जाना है।
3.	पाइपलाइन कैथोडिक सुरक्षा रिकार्ड	6 माह	6 माह के अंदर अनुपालन किया जाना है।
4.	पाइपलाइन यथा-निर्मित रिकार्ड के अनुसार	6 माह	6 माह के अंदर अनुपालन किया जाना है।
5.	6 इंच (168.3 मी.मी.) या अधिक और 10 कि.मी. की लंबाई या अधिक आकार की पाइपलाइनों के लिए धातु हानि का पता लगाने हेतु इंटेलीजेंट पिगिंग कराई जानी चाहिए।	2 वर्ष	यदि सॉर तरल पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए 5 से अधिक वर्ष तथा अन्य तरल पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाईनों के लिए 10 से अधिक वर्ष के लिए पिगिंग नहीं कराई गई है तो इंटेलीजेंट 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 से 12 माह	कार्यान्वित किया जाना है।
7.	बंद जगह के जरिए पर्यावरणीय अनुकूल अग्निशमन प्रणाली लगाना।	1 वर्ष	नियंत्रण कक्ष के लिए स्विच गियर, बैटरी रूम आदि (सीओ$_2$ मानवरहित स्टेशन के लिए ही स्वीकार्य होगी)।
8.	सभी पाइपलाइन सुविधाओं के लिए हैजोप किया जाना चाहिए।	1 वर्ष	हैजोप किया जाए और मिटिगेशन योजना कार्यान्वित की जाए।

नोट: क्रम संख्या 1, 2 और 4 के लिए, यदि दस्तावेज उपलब्ध नहीं है या उसका रख-रखाव नहीं किया गया है तो पाइपलाइन प्रमुख से प्रमाणन प्रस्तुत करना होगा।

IndiaCode

अनुसूची-I

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए

सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ

अनुसूची-। क **अभिकल्प**

अनुसूची-। ख **सामग्री और उपकरण**

अनुसूची-। ग **पाइपिंग प्रणाली घटक तथा संरचना ब्यौरा**

अनुसूची-। घ **स्थापना और जांच**

अनुसूची-। ड. **संक्षारण नियंत्रण**

अनुसूची-। च **प्रचालन और अनुरक्षण प्रक्रिया**

अनुसूची-। छ **सुरक्षा और अग्नि संरक्षण**

अनुसूची-। ज **विविध**

अनुसूची-। क
अभिकल्प

1.1 सामान्य प्रावधान

1.1.1 पाइपलाइनों को इस प्रकार अभिकल्पित किया जाएगा ताकि कमीशनिंग, परीक्षण, स्थापना या प्रचालन स्थितियों के दौरान सामने आने वाली सभी स्थितियों में पर्याप्त सार्वजनिक सुरक्षा सुनिश्चित की जा सके। प्रयोग की स्थिति हेतु सुरक्षा और उपयुक्तता सुनिश्चित करने के लिए सभी सामग्रियों और उपकरणों का चयन किया जाएगा।

1.1.2 तरल हाइड्रोकार्बन पाइपलाइन के लिए अभिकल्प का चयन तरल विशेषताओं, सर्विस, अपेक्षित प्रवाह दरों, प्रचालन और पर्यावरणीय स्थितियों पर आधारित होगा।

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

1.1.4 एनपीएस 4 इंच से कम के आकार के क्रास कंट्री पाइपलाइन का इस्तेमाल नहीं किया जाएगा।

1.2 अन्य अभिकल्प आवश्यकताएं

स्थापना से लेकर प्रचालन तक के कार्य के सभी चरणों के दौरान दबाव, तापमान, मोड़ने, मृदा या 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, जो इन तक सीमित न हो, शामिल होना चाहिए:

(i) क्षेत्रों में स्थापित किए जाने वाले पाइपलाइन खण्ड का आधिक्य नियंत्रण और स्थिरता विश्लेषण जहां बाढ़ / जलप्लावन की संभावना हो।

(ii) खाई खोदे बिना तकनीक के द्वारा नदियों को पार करने संबंधी विश्लेषण, जहां इस प्रकार के निर्माण के लिए भूमि-आधार उपयुक्त हो।

(iii) पाइपलाइन मार्ग में भूकंप के बार-बार आने की संभाव्यता का मूल्यांकन तथा पाइपलाइन प्रणाली की सुरक्षा और अखण्डता को सुनिश्चित करने के लिए अपेक्षित भूकंपीय विश्लेषण करना।

1.3 अभिकल्प तापमान

1.3.1 पाइपलाइन के माध्यम से परिवहन किए जाने वाले प्रस्तावित तरल हाइड्रोकार्बन के तापमान के आधार पर पाइपलाइन या पाइपिंग प्रणाली के अभिकल्प हेतु उपयुक्त तापमान रेंज का निर्धारण किया जाएगा, परिवेशी या उप-मृदा तापमान।

1.3.2 पाइपलाइन या पाइपिंग के जमीन से उपर वाले हिस्से के अभिकल्प हेतु अधिकतम तापमान, प्रचालन के दौरान अधिकतम संभावित तरल तापमान या अधिकतम परिवेशी तापमान, जो भी अधिक है, होगा। किसी भी मामले में, कार्बन स्टील पाइपलाइन के लिए अधिकतम तापमान (+)120 डिग्री से0 अधिक नहीं होगा।

1.3.3 पाइपलाइन या पाइपिंग के जमीन के नीचे दबे हिस्से के अभिकल्प हेतु अधिकतम तापमान, प्रचालन के दौरान अधिकतम संभावित तरल तापमान या अधिकतम उप-मृदा तापमान, जो भी अधिक है, होगा।

1.3.4 अभिकल्प हेतु न्यूनतम तापमान, प्रचालन के दौरान न्यूनतम संभावित तरल हाइड्रोकार्बन तापमान या न्यूनतम परिवेशी या उप-मृदा तापमान, जो भी कम है, होगा। किसी भी मामले में, कार्बन स्टील पाइपलाइन के लिए न्यूनतम तापमान (-)29 डिग्री से0 से कम नहीं होगा।

1.3.5 जब प्रचालन के दौरान अधिकतम तरल हाइड्रोकार्बन तापमान 65 डिग्री से0 से कम होगा, तो पाइपलाइन या पाइपिंग के जमीन से उपर के हिस्से में तापीय विस्तार और तनाव को, पाइप की सतह के तापमान को 65 डिग्री से0 मानते हुए अंकण किया जाएगा।

1.4 स्टील पाइप

1.4.1 सीधे पाइप की दीवार की मोटाई

स्टील पाइप की दीवारों की न्यूनतम मोटाई एएसएमई बी31.4 के अनुसार होगी।

आंतरिक दबाव में सीधे स्टील पाइप के लिए दीवार की मोटाई 'टी' की गणना निम्नलिखित सूत्र से की जाएगी:

$$t = \frac{P_i \times D}{}$$

IndiaCode

2 x S

जहां

D = पाइप का बाहरी व्यास

P_i = आंतरिक दबाव

S = F x E x पाइप का विनिर्दिष्ट न्यूनतम बल जहां

F = अभिकल्प कारक E=1 सीमलेस, इलेक्ट्रिक वेल्डेड (एचएफडब्ल्यू) और सब्मर्ज्ड आर्क वेल्डेड (एसएडब्ल्यू) पाइप के लिए

1.4.2 **दीवार की नाममात्र मोटाई के लिए अतिरिक्त अपेक्षाएँ**

एएसएमई बी 31.4 के अनुसार सांकेतिक दीवार की नाममात्र मोटाई का चयन करने के दौरान किसी अतिरिक्त भार को भी ध्यान में रखा जाएगा।

1.4.3 अभिकल्प कारक (एफ)

अभिकल्प सूत्र में प्रयुक्त होने वाले अभिकल्प कारक नीचे दी गई तालिका-1 के अनुसार होंगे।

तालिका 1: स्टील पाइप निर्माण के लिए अभिकल्प कारक (एफ)

सुविधा	अभिकल्प कारक (एफ)
क. पाइपलाइन, मुख्य और सर्विस लाइनें	0.72
ख. बिना खांचे के सड़क, रेलमार्ग क्रासिंग :	
(क) निजी सड़कें, कच्ची सार्वजनिक सड़कें	0.72
(ख) ठोस सतह वाली सड़कें, राजमार्ग या सार्वजनिक गलियाँ	0.72 (टिप्पणी–1)
(ग) रेलमार्ग	0.60
ग. खाँचे सहित सड़क, रेलमार्ग क्रासिंग:	0.72
घ. सड़कों और रेलमार्ग पर पाइपलाइन का समानांतर अधिक्रमण	
(क) निजी सड़कें, कच्ची सार्वजनिक सड़कें	0.72
(ख) ठोस सतह वाली सड़कें, राजमार्ग या सार्वजनिक गलियाँ	0.72 (टिप्पणी–1)
(ग) रेलमार्ग	0.60
ङ. पुलों पर पाइपलाइनें	0.50
च. नदी पार करना	0.72 (टिप्पणी–1)
छ. प्रेषण टर्मिनल, अंतरवर्ती पम्पिंग और पिगिंग स्टेशन, प्राप्ति या टर्मिनल पाइपिंग और अन्य स्टेशन पाइपिंग	0.72

टिप्पणियाँ:

(1) यदि स्थापना और / या सर्विस के दौरान दबाव या स्थायित्व पर नियंत्रण करने की आवश्यकता हो तो अधिक मोटाई का इस्तेमाल किया जाए।

IndiaCode

1.4.3.1 हैण्डलिंग और परिवहन के दौरान पाइप को नुकसान से बचाने के लिए, व्यास से मोटाई (D/t) के अनुपात को 100 से कम रखना सुनिश्चित करने के लिए चयनित दीवार की मोटाई की भी जाँच की जानी चाहिए।

1.4.3.2 विश्वस्त अभियांत्रिकी परिपाटियों के अनुरूप अन्य लदानों को ध्यान में रखा जाएगा और व्यवस्था की जाएगी जैसे:

i. स्कॉर, क्षय, भूमि संचयन और भू-स्खलन, स्थापना बल, पवन लदान, भूकंप लदान आदि द्वारा होने वाले लदान।

ii. हाइड्रोस्टेटिक परीक्षण के दौरान जल के भार और प्रचालन के दौरान उत्पाद के भार को भी ध्यान में रखा जाएगा।

iii. कम अनुमेय अभिकल्प तनाव के उपयोग पर विचार किया जाएगा यदि बार-बार तनाव के परिवर्तन की संभावना होगी, जो थकान की स्थिति उत्पन्न होगी।

1.4.4 प्रचालन पूर्व तनाव

निम्नलिखित प्रचालन पूर्व लदान पर विचार किया जाएगा लेकिन इस ही तक सीमित नहीं रहा जाएगा:

i परिवहन और पाइप का एकत्रीकरण

ii स्ट्रिंगिंग, कोटिंग और लपेटना और बिछाना

iii बैकफीलिंग

iv निर्माण ट्रैफिक द्वारा किए गए लदान

v फील्ड बेंडिंग

vi क्षैतिज दिशा में ड्रिलिंग के दौरान भार खींचना

vii जैकिंग और बोरिंग के दौरान घर्षण भार

viii हाइड्रोस्टेटिक परीक्षण दबाव भार (विशेषरूप से जब पाइपलाइन का निर्माण जमीन के ऊपर किया जा रहा हो या अस्थिर मृदा में दबाया जा रहा हो)

1.4.5 सर्ज विश्लेषण

1.4.5.1 निम्नलिखित दशाओं को ध्यान में रखते हुए अभिकल्प चरण के दौरान एक विस्तृत सर्ज विश्लेषण किया जाएगा:

i प्रमुख लाइन में सेक्शन्लाइजिंग मोटर चालित वाल्व (एमओवी) या आरओवी या एक्चुएटर वाल्व को बंद करना।

ii प्राप्ति के दौरान भण्डारण टैंकों के प्रवेश एमओवी या आरओवी या एक्चुएटर वाल्व को बंद करना।

iii डिलीवरी पाइपलाइनों में किसी एमओवी या आरओवी या एक्चुएटर वाल्व को बंद करना

iv मूल या मध्यवर्ती पंप स्टेशन में पंप को बंद करना

v आपात स्थिति में बंद करने के दौरान वाल्व को बंद करना

vi उपर्युक्त का संयोजन

vii सर्ज दबाव उत्पन्न कर सकने वाली कोई अन्य स्थिति।

1.4.5.2 सर्ज दबाव से पाइपलाइन को बचाने हेतु मेनलाइन पंप को स्काडा या स्टेशन नियंत्रण प्रणाली द्वारा ट्रिप करने के लिए सर्ज रिलीफ वाल्व या समतुल्य उपाय जैसे कि उपयुक्त इंटरलॉक प्रदान किया जाना चाहिए। सर्ज रिलीफ वाल्व के माध्यम से मुक्त किए जाने की आवश्यक अपेक्षित क्षमता का निर्धारण, ऊपर की ऐसी विभिन्न स्थितियों के लिए सर्ज विश्लेषण करके किया जाएगा, जिसके तहत पाइपलाइन में सर्ज हो सकता है। सर्ज रिलीफ वाल्व का दबाव इतना रखना होगा कि पाइपलाइन या संबंधित पाइपिंग प्रणाली में अधिकतम दबाव कभी भी आंतरिक अभिकल्प दबाव से 10% से अधिक न हो।

1.4.6 आधिक्य रोधी उपाय

जलाशयों, दलदल क्षेत्र, उच्च जल स्तर वाले दलदल और स्थलों आदि के ऊपर से जाने वाली पाइपलाइनों की आधिक्य हेतु जाँच की जाएगी और यदि आवश्यकता होगी तो, निरंतर कंक्रीट वेट कोटिंग या कंक्रीट ब्लॉक, ग्रेवल फिल्ड जिओटेक्सटाइल बैगों, एंकर, अधिक

IndiaCode

पाइपलाइन कवर, चयनित बैकफिल आदि जैसे उपयुक्त आधिक्य रोधी उपायों की व्यवस्था की जाएगी। खानी या स्थापना स्थितियों में उक्त का विशिष्ट गुरुत्व न्यूनतम 1.1 होगा।

1.4.7 क्षय

सभी भूमिगत पाइपों और उनके संघटकों को उपयुक्त बाह्य जंग रोधी कोटिंग या पेंट और कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली के प्रयोग से जंग से सुरक्षा प्रदान की जाएगी। जमीन से ऊपर की सभी पाइपिंग और इसके संघटकों को उपयुक्त जंग रोधी पेंट या कोटिंग द्वारा जंग से सुरक्षा प्रदान की जाएगी।

1.5 पाइपलाइन स्थापना का स्थल और विन्यास

1.5.1 स्थल

1.5.1.1 मूल पम्पिंग स्टेशन या मूल स्टेशन, मध्यवर्ती पंप या मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन, टैप-ऑफ स्टेशन और खंड-वार वाल्व स्टेशन जैसी क्रास कंट्री पाइपलाइन की प्रारंभिक, मध्यवर्ती और टर्मिनल सुविधाओं को निम्नलिखित पहलुओं को ध्यान में रखते हुए स्थापित किया जाना चाहिए:

i. कार्यात्मक और पाइपलाइन हाइड्रॉलिक आवश्यकताएं।

ii. पाइपलाइन और स्टेशनों के लिए पर्यावरणीय प्रभाव आकलन (ईआईए) और जोखिम विश्लेषण (आरए) पर आधारित पर्यावरणीय विचार।

iii. खतरनाक और संचालन योग्यता (हैजोप) अध्ययन और आपद विश्लेषण (एचएजेडएएन)।

iv. भविष्य में सुविधाएं बढ़ाने के लिए स्थल की उपलब्धता।

v. पहुंच, जल तालिका और बाढ़ स्तर और प्राकृतिक नाला।

vi. विद्युत ऊर्जा और जल की उपलब्धता।

vii. बस्ती।

1.5.1.2 उपर्युक्त के अलावा, पाइपलाइन की स्थापना ऐसे स्थान पर होनी चाहिए जिससे आसपास की संपत्ति पर ढांचों से पंप स्टेशन तक आग पहुँचने का खतरा न्यूनतम हो।

1.5.2 विन्यास

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

i. स्टेशन उपकरण और संप टैंक(कों), सर्ज टैंको आदि सहित उनकी विशिष्टताएं।

ii. स्टेशन के लिए पीएंडआई डायग्राम।

iii. ऊर्जा सृजन आदि के लिए हाई स्पीड डीजल (एच एस डी) जैसे अन्य भंडारण टैंकों सहित उपयोगिता अपेक्षाएं।

iv. भारी बारिश में जल निकास प्रणाली।

v. स्टेशन उपकरण का प्रचालन और रखरखाव सिद्धांत।

vi. अग्निशमन स्टेशन और सम्बद्ध सुविधाएं जहां अपेक्षित हो।

vii. ओवरहेड पॉवर लाइनों तक पहुंच, ओवरहेड पॉवर लाइनें स्टेशन उपकरण या भवन के सीधे ऊपर से गुजरने की अनुमति नहीं दी जानी चाहिए

viii. उच्च दाब (एचटी) पोल ढांचा, ट्रांसफार्मर्स, ब्रेकर्स और मास्टर नियंत्रण केन्द्र (एमसीसी) रूम आदि को अनुबंध-I के अनुसार अपेक्षित न्यूनतम अंतर-दूरी पर होना चाहिए।

ix पंप (इंजन या मोटर सहित) हाउस या शेड या भवन या अन्य उपकरणों के आस-पास स्थान और पहुँचने की जगह अपेक्षित है ताकि अग्निशामक उपकरणों ` की मुक्त आवाजाही हो सके, आपातकालीन स्थिति में बाहर निकला जा सके।

IndiaCode

x ब्लो डाउन सुविधाएँ या दबे ड्रम किसी फायर्ड उपकरण से दूर, संयंत्र के एक किनारे होने चाहिए और स्टेशन के नीचे की ओर होने चाहिए।

xi एलपीजी पाइपलाइन सुविधाओं के लिए पाइपलाइन स्थापना एलपीजी थोक भण्डारण वाले स्थान से ऊपर की ओर स्थित होने चाहिए।

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

1.5.3 पाइपिंग विन्यास

1.5.3.1 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 या ग्रेड स्तर से 1 मी. होना चाहिए।

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

1.5.3.3 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।

1.5.3.4 जगह की न्यूनतम ऊंचाई 2.2 मी. होनी चाहिए।

1.5.3.5 पाइपिंग विन्यास को, प्रमुख उपकरणों के नोजल पर पाइपिंग लोड को कम करने के लिए अभिकल्पित किया जाना चाहिए।

1.5.3.6 जहां आवश्यक हो भूमि से ऊपर पाइपिंग तक पहुँच, उनके प्रचालन और रखरखाव की सुविधा के लिए उपयुक्त हैण्डरेल के साथ प्लेटफार्म और क्रास ओवर उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

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

1.6 सुविधाओं की सुरक्षा

1.6.1 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।

1.6.2 स्थापना क्षेत्र जैसे पंप स्टेशन, बूस्टर स्टेशन, डिलीवरी, प्रेषण और प्राप्ति टर्मिनल, के साथ पेट्रोलियम भंडारण और गृह मंत्रालय के दिशा-निर्देशों और संस्तुतियों के अनुसार समय समय पर कराए गए जोखिम आकलन के आधार पर श्रेणी–क के तहत महत्वपूर्ण स्थापना के तौर पर चिह्नित अन्य स्थापनाओं के चारों ओर 0.6 मीटर कांटेदार तार या ऊपर कन्सरटीना कॉयल सहित कम से कम तीन (3) मीटर उचित उद्योग टाइप चारदीवारी उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

1.6.3 मध्यवर्ती पिगिंग (आईपी) स्टेशन, सेक्शनलाइजिंग वाल्व (एसवी) स्टेशनों आदि जैसे अन्य स्थापनाओं, जिन्हें श्रेणी ख और ग के तहत महत्वपूर्ण स्थापना के तौर पर चिन्हित किया गया है, को या तो उचित औद्योगिक प्रकार की पक्की चारदीवारी या 0.6 मीटर कंटीले तार सहित कम से कम तीन (3) मीटर उँची चेन लिंक फेंसिंग या उपर कनसरटिना कॉयल लगाई जानी चाहिए। तथापि श्रेणी ख और ग की स्थापनाएं जिनमें चेन लिंक फेंसिंग है, उनके द्वारा गृह मंत्रालय के दिशानिर्देशों या संस्तुतियों का अनुपालन करते हुए, स्थापना की श्रेणी की समीक्षा के लिए प्रति वर्ष कम से कम एक बार जोखिम आकलन करना अपेक्षित होगा। फेंसिंग कम से कम दो स्थानों पर साफ तौर पर उपयुक्त रूप से अर्थ की जानी चाहिए और संपत्ति तथा लोगों की सुरक्षा के लिए इस पर ताला लगाया जाना चाहिए या निगरानी की जानी चाहिए।

1.6.4 पंप स्टेशन, मध्यवर्ती पंप स्टेशन, टैंक फार्म के साथ पंप स्टेशन, डिलीवरी या टर्मिनल स्टेशन जैसे सभी स्थापनाओं में उचित गेट के साथ आपातकालीन निकास (सुरक्षित स्थान तक) प्रदान करना होगा। आपातकालीन निकास का गेट मुख्य गेट से दूर होना चाहिए और आपात स्थिति के दौरान कार्मिकों को बाहर निकालने हेतु उपयोग के लिए हमेशा उपलब्ध होना चाहिए।

1.6.5 टैंक फार्म क्षेत्र, पंप हाउस, मैनीफोल्ड या मीटरिंग क्षेत्र, मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन आदि जैसे महत्वपूर्ण स्थानों पर क्लोज सर्किट टेलीविजन (सीसीटीवी) कैमरा और/या स्काडा सुविधायुक्त घुसपैठ रोकने वाली अलार्म व्यवस्था प्रदान की जा सकती है। क्रास कंट्री पाइपलाइन प्रणाली को निम्नलिखित से सज्जित किया जाएगा:

(i) जेट्टी पाइपलाइन को छोड़कर 50 कि.मी. और अधिक लंबी पाइपलाइन या 5000 कि.ली.. और अधिक की लाइन फिल हेतु पर्यवेक्षी नियंत्रण और डाटा अधिग्रहण (स्काडा) प्रणाली।

IndiaCode

(ii) रिसाव का पता लगाने की प्रणाली जिसमें रिसाव का और उसके स्थान का पता लगाने तथा 50 कि.मी और अधिक लंबी पाइपलाइन या 5000 कि.ली. और अधिक की लाइन फिल हेतु अलग प्रचालन करके प्रभावित खण्ड को अलग करने का प्रावधान।

(iii) संचार सुविधाएं

(iv) आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी)

1.7 स्काडा आवश्यकताएं

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

1.7.2 प्रारंभिक पम्प स्टेशनों, मध्यवर्ती पम्प स्टेशनों, मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशनों, मध्यवर्ती डिलीवरी स्टेशन व प्रेषण और प्राप्त या टर्मिनल स्टेशनों, खण्ड वाल्व स्टेशनों तथा रिमोट प्रचालन क्षमताओं के साथ-साथ टेलीकाम रिपीटर स्टेशन जिनमें वॉयस संचार सुविधाएं या कैथोडिक सुरक्षा स्टेशनों (यदि अन्य सुविधाओं से स्वतंत्र रूप से स्थित हो) में नियंत्रण प्रणाली सहित उपयुक्त क्षेत्रीय सिग्नल कनेक्टिविटी होनी चाहिए।

1.7.3 अनुप्रयोग सॉफ्टवेयर मॉड्यूल या कार्य पाइपलाइन प्रचालन कंपनी की आवश्यकता पर आधारित होने चहिए ताकि कम से कम पाइपलाइन के रिसाव का पता लगाया जा सके और पाइपलाइन और कर्मचारियों की सुरक्षा को बढाया जा सके।

1.7.4 यह भी संस्तुति की जाती है कि एप्लीकेशन सॉफ्टवेयर (एएपीएस) मॉड्यूल या कार्यों में निम्नलिखित प्रदान किया जाए:

i. रिसाव का पता लगाना और रिसाव के स्थान का पता लगाना
ii. इन्वेंटरी विश्लेषण।
iii. बैच ट्रैकिंग
iv. उत्तरजीविता समय विश्लेषण।
v. पाइपलाइन परिवहन क्षमता और स्क्रेपर ट्रैकिंग मॉड्यूल।
vi. आकस्मिकता विश्लेषण।
vii. योजना मॉड्यूल।
viii. प्रिडिक्टिव मॉड्यूल।
ix. पम्प ड्राइवर शक्ति अनुकूलन।
x. ऑनलाइन नेटवर्क अनुकरण।
xi. प्रवाह प्रबंधन प्रणाली।

1.7.5 स्काडा प्रणाली में बिना सीमा के और विविध प्रणालीगत कार्यनिष्पादन मानकों को प्रभावित किए बिना भावी विस्तार (अतिरिक्त प्रोग्रामेबल लॉजिक कंट्रोलरों (पीएलसी) और बाद में बढ़ने वाली पाइपलाइन की लंबाई और सुविधाओं, संचार चैनलों, अतिरिक्त रिमोट वर्क स्टेशनों या स्टेशनों आदि के संबंध में) के लिए पर्याप्त स्थान (मास्टर स्टेशन और रिमोट स्टेशन में स्थित प्रणाली में किसी अतिरिक्त हार्डवेयर के बिना) होना चाहिए।

1.7.6 रिमोट टर्मिनल यूनिटें (आरटीयू) के साथ संचार प्रोटोकॉल आईईसी 870-5-101 या डीएनपी 3 या एमओडीबीयूएस या टीसीपी या आईपी या किसी अन्य उपलब्ध प्रोटोकॉल के अनुरूप होना चाहिए।

1.7.7 मास्टर स्टेशन (एमएस) में पूरी पाइपलाइन नेटवर्क के सारे प्रचालन प्रबंधन और नियंत्रण के लिए संपूर्ण स्काडा डाटाबेस और एकीकृत अलार्म और घटना का सार होना चाहिए।

1.7.8 कंट्रोल स्टेशन (सीएस) या आरसीपी (रिपीटर कम कैथोडिक प्रोटेक्शन) बाढ़ की संभावना वाले निचले क्षेत्रों में स्थित नहीं होना चाहिए। यह उँचे स्थानपर होना चाहिए।

1.8 पाइपलाइन प्रणाली और घटक

1.8.1 प्रक्रिया पाइपिंग

स्टेशन में सभी प्रक्रिया पाइपिंग एएसएमई बी 31.4 की अवधारणा का अनुपालन करेंगे।

IndiaCode

1.8.2 वाल्व

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

(क) पाइपिंग से दुर्घटनाकारक रिसाव से खतरे और क्षति को सीमित करना;

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

एलपीजी पाइपलाइन सुविधाओं के लिए, उपयुक्त एपीआई एसपीईसी 6 डी वाल्व एलपीजी सेवा के लिए प्रदान किए जाने चाहिए। सभी वाल्व एपीआई 607/6एफए का अनुपालन करते हुए अग्नि से सुरक्षित होने चाहिए।

1.8.2.1 स्टेशन ब्लॉक वाल्व

आपात स्थिति में कंप्रेसर स्टेशन केन्द्र से पाइपलाइन को पृथक करने के लिए पम्प या मध्यवर्ती पिगिंग या टर्मिनल या डिलीवरी स्टेशन पाइपिंग के प्रवेश (टी से नीचे की ओर) और निकास (टी से ऊपर की ओर) में नियंत्रण कक्ष से ब्लॉक वाल्व सहित रिमोट शट ऑफ का प्रावधान उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

इसके अतिरिक्त, ब्लॉक वाल्व को निम्न स्थानों पर लगाने पर विचार किया जाएगा:

क) पाइपलाइन स्टेशन परिसर के प्रवेश और निकास पर

ख) किसी ट्रंक लाइन से प्रत्येक लैट्रल टेकऑफ पर

1.8.2.2 स्टेशन बाई-पास

स्टेशन परिसर के भीतर पंपिंग सुविधाओं को बाईपास करने वाली पाइपलाइन में तरल हाइड्रोकार्बन के प्रवाह को बनाए रखने के लिए स्टेशन बाई पास प्रणाली का प्रावधान किया जाएगा।

1.8.2.3 चेक वाल्व

स्टेशन के भीतर, पाइपिंग प्रणाली में उल्टी दिशा में प्रवाह को स्वत: रोकने के लिए चेक वाल्व लगाए जाएँगे, जहाँ-कहीं आवश्यक होगा। चेक वाल्व को जब भू-दृश्य लक्षणों (उदाहरणार्थ पहाड़ी, तीव्र ढलान आदि) के लिए उपयुक्त स्थानों पर पीछे की ओर प्रवाह को कम करने के लिए लगाया जाता है तो वे, इंस्ट्रू मेंटेड सहित सभी प्रकार के पिग्स के मार्ग के लिए उपयुक्त होंगे।

1.8.2.4 प्रवाह या दबाव नियंत्रण वाल्व

स्टेशनों में नियंत्रण वाल्व का अभिकल्प एपीआई 550 या एपीआई-आरपी-553 के भाग-1, आईएसए (इंस्ट्रूमेंट सोसायटी ऑफ अमेरिका) एस-75.01-75.03, आईईसी-60079 और आईईसी-60529 की अपेक्षाओं के अनुरूप होगा।

1.8.2.5 एलपीजी स्थापना के लिए थर्मल सुरक्षा वाल्व

पाइपिंग जिसे अलग किया जा सके और थर्मल सेफ्टी वाल्व की आवश्यकता हो, में 24 कि.ग्रा./से.मी^{2} के न्यूनतम डिजाइन दाब अथवा अधिकतम दाब होगा, जिसे उपकरण अथवा किसी अन्य स्रोत आदि, जो भी अधिक हो, एएसएमई बी 31.4 के प्रावधान के अनुरूप अथवा समकक्ष के हस्तांतरण द्वारा विकसित किया जाना चाहिए।

1.8.2.6 मुख्य लाइन अथवा सेक्शनलाइजिंग वाल्व

(i) सेक्शनलाइजिंग वाल्व को प्रचालन और रखरखाव तथा आपात स्थितियों को नियंत्रण करने के लिए, जहां आवश्यक हो, स्थापित किया जाएगा। वाल्व के स्थान का निर्णय लेने के लिए स्थान का वर्णन, प्रचालन और रखरखाव की सरलता, जिसमें सेक्शन लाइन फिल के लिए आवश्यकताएं शामिल हैं, जैसे कारकों पर विचार किया जाएगा। तथापि, किसी भी मामले में दो, एक के बाद एक सेक्शन लाइजिंग वाल्व के बीच की दूरी 50 कि.मी से अधिक नहीं होनी चाहिए।

(ii) एलपीजी पाइपलाइन सुविधाओं के लिए मुख्य लाइन सेक्शनलाइजिंग अथवा ब्लॉक वाल्व को औद्योगिक, वाणिज्यिक और आवासीय क्षेत्र में अधिकतम दूरी 12 कि.मी पर स्थापित किया जाएगा।

(iii) एलपीजी की स्थापना के लिए रिमोट द्वारा प्रचालित सेक्शनलाइजिंग अथवा मेनलाइन ब्लॉक वाल्व प्रदान किया जाएगा, जिसमें आपात और मरम्मत की स्थिति में अलग करने तथा खाली करने के लिए ब्लो डाउन कनेक्शन होगा। सभी ब्लो डाउन पाइपिंग में दो वाल्व पृथक्करण अलग –अलग होंगे।

IndiaCode

(iv) मुख्य लाइन ब्लॉक वाल्व को प्रमुख नदी क्रांसिग और पब्लिक जल आपूर्ति जलाशय के दोनों ओर स्थापित किया जाएगा। वाल्व नदी के अपस्ट्रीम और डाउनस्ट्रीम तट पर और पब्लिक जल आपूर्ति जलाशय के जितना निकट हो सके, लगाया जाना चाहिए जिससे कि पाइपलाइन के इन भागों को अलग किया जा सके और इन वाल्वों को रिमोट से संचालित किया जाना चाहिए।

(v) वाल्व स्टेशनों को आसानी से पहुंचने वाले स्थानों जैसे सड़क के किनारे लगाया जाना चाहिए और उससे सभी बारहमासी सड़कों तक पहुंच होनी चाहिए। ओवर हेड विद्युत लाइन वाल्व स्टेशन सुविधाओं के संसाधन क्षेत्र के सीधे ऊपर नहीं होनी चाहिए।

(vi) रिमोट से संचालित विशेषता का प्रावधान कंपनी अथवा संचालन कंपनी द्वारा पाइपलाइन के लिए अपनाई जाने वाली प्रचालन और नियंत्रण नीति के अनुसार किया जाना चाहिए। एलपीजी की स्थापना के लिए नियंत्रण कक्ष से रिमोट शट आफ प्रावधान के साथ सेक्शनलाइजिंग ब्लॉक वाल्व को स्टेशन सुविधा को अलग करने के लिए पाइपलाइन के प्रवेशक और निर्गम स्टेशन की चारदीवारी में लगाया जाना चाहिए। ऐसे स्थान जहां वाल्व स्टेशन पाइप या रिपीटर स्टेशनों से जुड़े है, वहां सुरक्षित दूरी और सांविधिक अनुमति, जैसा लागू हो, का पालन किया जाएगा।

(vii) वाल्व को भूमि में दबाकर स्थापित किया जाएगा तथा प्रचालन की सुविधा के लिए उपयुक्त विस्तार प्रदान किया जाएगा। पाइपलाइन के पिगेबल खंड पर सेक्शनाइजिंग वाल्व पूर्ण बोर टाइप का होगा जिससे कि पिग की सुरक्षित आवाजाही हो सके। वाल्व को एपीआई एसपीईसी 6डी अथवा आईएसओ 14313 की न्यूनतम आवश्यकता –''पाइपलाइन वाल्व के लिए विशिष्टता'', को पूरा करना होगा। सी.पी. में बाधा को टालने के लिए एक्ट्यूएटर के अर्थिंग को अलग करना होगा।

(viii) एक्ट्यूएटेड वाल्व के लिए एक्ट्यूऐटर का चयन वाल्व का प्रकार, विद्युत की उपलब्धता और परियोजना की नीति के आधार पर किया जाएगा। पाइपलाइन सेक्शनालाइजिंग वाल्व को बिजली अथवा न्यूमेटिक अथवा हाइड्रूलिक रूप में संचालित हो सकते है। मेनलाइन में उपयोग किए गए वाल्व बट वेल्ड सिरे के होंगे। भूमि में दबे भाग से उपयोग वाल्व केवल बट वेल्ड जोड़ के होंगे सिर्फ उन स्थानों के अलावा जहां हॉट टेपिंग प्रचालन किया जाना है, जिसके लिए भूमिगत फ्लेंज्ड ऐंड वाल्व प्रदान किया जा सकता है।

(ix) वाल्व की सतह पर उपयुक्त क्षय संरक्षित परत लगाई जानी चाहिए।

(x) मेनलाइन पाइप के बीच सभी जोड़ और प्रथम वाल्व की प्रवेशिका सहित, शाखा पर प्रथम वाल्व के संभव रिसाव को रोकने के लिए क्रम से वेल्ड किया जाएगा जिसे वाल्व बंद करने पर अलग न किया जा सकता हो।

1.8.3 पिगिंग सुविधाएं

1.8.3.1 कॉस कंट्री में 4'' और इससे अधिक तथा 10 कि.मी. और उससे अधिक की पाइपलाइन और फीडर लाइन, स्पर लाइन तथा शाखा लाइनों की पिगिंग सुविधाएं प्रदान की जानी चाहिए। तथापि, पिगिंग सुविधाएं पाइपलाइन से अथवा जेट्टी अथवा पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के प्रकार हेतु आवश्यकता आधार पर प्रदान की जा सकती हैं।

1.8.3.2 एक के बाद पिगिंग स्टेशनों के बीच अंतराल को पाइपलाइन के व्यास, पिगिंग प्रचालन की प्रकृति और पिग की क्षमताओं के आधार पर निर्धारित किया जाएगा।

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

1.8.3.4 पिगिंग सुविधाएं निम्नलिखित के अनुसार बनाई जानी चाहिए:

i. पिग ट्रैप तक पहुंच;

ii. पिग का रखरखाव;

iii. पिग को शुरू करने तथा प्राप्त करने के लिए आवश्यक पृथक्करण की आवश्यकताएं;

iv. पिगिंग संचालन के दौरान कूडा-करकट अथवा संघनन की निकासी;

v. द्वि-दिशात्मक पिगिंग सहित पिगिंग का परिचालन;

vi. न्यूनतम स्वीकार्य बेंड व्यास और मोड़ अथवा फिटिंग के बीच दूरी;

vii. पाइप के व्यास और दीवार की मोटाई में भिन्नता;

viii. आंतरिक परत; और

ix. पिग सिगनलर्स।

1.8.3.5 पिग ट्रैप के अभिविन्यास का निर्धारण करते समय पहुंच मार्ग और समीपवर्ती सुविधाओं पर विचार किया जाना चाहिए।

1.8.3.6 पिगिंग प्रणाली के अंदर बार-बार पहुंच प्रदान करने के लिए ट्रेप हेतु त्वरित ओपनिंग एंड क्लोजर प्रणाली का प्रयोग किया जाना चाहिए।

1.8.4 बेंड्स

कोल्ड फील्ड बेंड का न्यूनतम व्यास तालिका 2 के अनुसार होना चाहिए।

तालिका 2: न्यूनतम बेंड का व्यास

पाइप का सामान्य आकार (इंच में)	न्यूनतम बेंड व्यास
12 और नीचे	18 डी
14	21 डी
16	24 डी
18	27 डी
20 और ऊपर	30 डी

जहां 'डी' स्टील पाइप का बाहरी व्यास है।

1.8.4.1 मीटर बेंड के उपयोग की अनुमति नहीं है।

1.8.4.2 हॉट बेंड के लिए न्यूनतम बेंड व्यास 3डी होना चाहिए।

1.8.5 इंसुलेटिंग जोड़

1.8.5.1 भूमि से ऊपर पाइपलाइन और स्टेशन पाइप से भूमिगत पाइप को विद्युत से पृथक करने के लिए इंसुलेटिंग जोड़ उपलब्ध कराए जाने चाहिए तथा पिग की सुचारू आवाजाही प्रदान की जानी चाहिए।

1.8.5.2 प्रत्येक इंसुलेटिंग जोड़ को सर्ज डायवर्टर प्रदान किए जाने चाहिए तथा ऊष्मा रोधी जोड़ की संपूर्णता की जांच करने के लिए प्रावधान होने चाहिए।

1.8.6 ब्रांच कनेक्शन

1.8.6.1 भूमिगत पाइपलाइन खण्ड में सामान्य पाइप आकार (एनपीएस) 2 इंच से कम आकार के ब्रांच कनेक्शन लगाने की संस्तुति नहीं की जाती।

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

1.8.6.3 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 से गुजरते हुए पिग क्षतिग्रस्त न हो जाए।

1.8.6.4 मुख्य पाइप व्यास के 40 प्रतिशत से अधिक अथवा समान व्यास वाले पाइपलाइन के पिग करने योग्य भाग पर सभी ब्रांच कनेक्शन अथवा साइड टैप को सभी प्रकार के पिग के सुलभ मार्ग सुनिश्चित करने के लिए फ्लो टी या बार टी का इस्तेमाल किया जाना चाहिए।

1.8.7 भूमि के ऊपर स्टेशन पाइप के लिए सपोर्ट

1.8.7.1 यदि एसएमवायएस के 20% से कम पर तरल हाइड्रोकार्बन पाइपिंग के प्रचालन करने की आवश्यकता है तो अलंबन अथवा सपोर्ट सीधे वेल्डिड करके दिया जाना चाहिए।

1.8.7.2 यदि पाइपलाइन, पाइप के निर्धारित न्यूनतम प्राप्त क्षमता के 20% से अधिक के तनाव स्तर पर प्रचालन करने के लिए बनाई गई है, तो पाइप में वेल्ड किए हुए सभी कनेक्शनों को पृथक बेलनाकार बनाया जाना चाहिए जो पाइप को पूरी तरह से घेरती हो और यह घेरने वाले को दोनों छोर पर सतत् परिधीय वेल्ड द्वारा पाइप से जोड़ दिया जाएगा।

1.8.8 फ्लैंज्ड या थ्रेडेड जोड़, बोल्ट, नट, गास्केट और अन्य फिटिंग

IndiaCode

1.8.8.1 भूमिगत क्रॉस कंट्री खंड पाइपलाइनों, स्पर लाइनों और ब्रांच लाइनों में थ्रेडेड जोड़ों का इस्तेमाल नहीं किया जाना चाहिए। थ्रेडेड जोड़ों के प्रयोग की अनुमति एसवी स्टेशनों के भूमि के ऊपर स्टेशनों / भूमि से ऊपर खण्डों में तभी दी जानी चाहिए यदि इसमें पहले वेल्डेड पृथक्करण वाल्व उपलब्ध कराया गया हो। स्टेशन पाइप के लिए थ्रेडेड जोड़ों की संख्या न्यूनतम होनी चाहिए। थ्रेडेड जोड़ों को कसने के बाद सील वेल्ड कर देना चाहिए।

1.8.8.2 फ्लेंज जोड़ धातु की घुमावदार अपघर्षण गैस्केट या धातु के छल्लों के आकार की गैस्केट से बना होना चाहिए। प्लेन एस्बेस्टस शीट या रिइंफोर्सड गैस्केट / कम्प्रेस्ड एस्बेस्टस फाइबर (सीएएफ) गैस्केट का इस्तेमाल नहीं किया जाना चाहिए। एलपीजी के लिए स्टेशन पाइपिंग के फ्लैंज जोड़ों की संख्या न्यूनतम सीमा तक होगी।

1.8.8.3 एलपीजी की स्थापना के लिए फ्लेंज कनेक्शन रेटिंग पाइपलाइन के डिजाइन दाब से मैच करेगा (अधिक दाब की ओर) और किसी भी तरह वह 300 सीरीज दर (कम दाब की ओर) से कम नहीं होना चाहिए जो एएनएसआई 16.5 अथवा समकक्ष के अनुरूप है। सभी टैपिंग और ओपनिंग का व्यास न्यूनतम 20 मि.मी होना चाहिए। उपयोग में लाई गई सामग्री एएसएमई बी31.4 अथवा समकक्ष के अनुरूप होनी चाहिए।

1.8.9 मीटरिंग सुविधा

रिसाव की पहचान अथवा अन्य उद्देश्यों के लिए सभी पम्पिंग अथवा टर्मिनल स्टेशनों में अपेक्षित शुद्धता के साथ उपयुक्त प्रकार के मीटर और अन्य समकक्ष मापन उपकरण की स्थापना की जानी चाहिए।

1.8.10 पाइपलाइन स्टेशनों की विद्युत स्थापना

1.8.10.1 तरल हाइड्रोकार्बन 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।

1.8.10.2 सभी विद्युत उपकरण, प्रणालियों, ढांचों और बाड़ आदि को आईएस 3043 के अनुसार उपयुक्त रूप से अर्थिंग किया जाना चाहिए।

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

1.8.10.4 बिजली गिरने से सुरक्षा आईएस: 2309 की आवश्यकता अनुसार उपलब्ध करवाई जाएगी। 4.8 मि.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 कम से कम दो स्थलों पर अर्थिंग प्रणाली से जोड़ा जाना चाहिए।

18.10.5 जब पाइपलाइन विद्युत पारेषण टावर के नीचे, भूमिगत केबल आदि में स्थापित हो तो बिजली गिरने अथवा दोषपूर्ण करंट होने के कारण पाइपलाइन को हानि से बचाने के लिए एनएसीई एसपी-01-77 अथवा बीआईएस 8062 के क्रम में सुरक्षा उपकरण की स्थापना की जाएगी।

1.8.11 सुरक्षा इंस्ट्रूमेंटेड प्रणाली (एसआईएस)

1.8.11.1 सुरक्षा इंस्ट्रूमेंटेड प्रणाली (एसआईएस) सॉफ्टवेयर और हार्डवेयर से बनी है जो पूर्व निर्धारित स्थितियों जैसे नियंत्रण मापदंडों द्वारा निर्धारित है, जैसे दाब, तापमान, स्तर प्रवाह आदि का उल्लंघन होने पर सुरक्षित स्थिति के लिए प्रक्रिया करती एसआईएस प्रक्रिया भ्रमण प्रक्रिया की संभावना को आकस्मिकघटना के रूप में बदलने के लिए सुरक्षा करतीहै तथा भ्रमण की संभावना को सीमित करती है।

1.8.11.2 एसआईएस की न्यूनतम आवश्यकताएं निम्नानुसार हैं:-

i. आपातकालीन शटडाउन (ईएसडी)

ii. सर्ज राहत

iii. टैंक में हाइड्रोकार्बन स्तर के लिए अलार्म

iv. थर्मल सेफ्टीवाल्व (टीएसवी) अथवा थर्मल रिलीफ वाल्व (टीआरवी)

v. हाइड्रोकार्बन डिटेक्टर

vi. भंडारण टैंक्स के लिए उच्च स्तर और उच्च-उच्च स्तर अलार्म तथा नियंत्रण कक्ष के पाइपलाइन को स्काडा के साथ बैलेंसिग टंकी को भी जोड़ा जाएगा।

1.8.11.3 मेनलाइन पम्प, मोटर, इंजन, भंडारण के लिए प्राप्ति अथवा सुपुदर्गी टर्मिनल आदि में पर्याप्त सुरक्षा इंस्ट्रूमेंटेड प्रणाली बनाई गई है।

1.8.11.4 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।

1.8.12 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।

1.8.13 पम्प स्टेशन

1.8.13.1 पंप स्टेशन का एएसएमई बी31.4 की आवश्यकता के अनुसार अभिकल्प तैयार किया जाना चाहिए।

1.8.13.2 आईएस 4576 के अनुसार पंप की जा रही एलपीजी में कोई मुक्त जल देने की अनुमति नहीं दी जानी चाहिए। एलपीजी में पम्प किए जा रहे किसी मुक्त जल डिटेक्ट करने के लिए मूल पम्प स्टेशन में ऑनलाइन जल विश्लेषक की स्थापना की जानी चाहिए।

1.8.13.3 विशिष्ट पम्प स्टेशन में निम्नलिखित विशिष्ट सुविधाएं होनी चाहिए:

1.8.14 पम्प

1.8.14.1 सेंट्रीफ्यूगल टाइप पम्प एपीआई-610 की आवश्यकता के अनुरूप होने चाहिए। रेसिप्रोकेटिंग पम्प एपीआई 674 अथवा एपीआई 675 अथवा एपीआई 676 के अनुरूप होने चाहिए।

1.8.14.2 एलपीजी पम्प एपीआई-610 के अनुरूप होने चाहिए। कोई पम्प शेड नहीं होने पर अथवा पम्प हाउस छत के 1.5 मी. ऊपर अथवा कोल्ड फ्लेअर के साथ फ्लेम अरेस्टर से जुड़े होने के मामले में एलपीजी पम्प को पम्प के न्यूनतम 3मी. ऊपर सुरक्षित ऊंचाई पर उच्च बिंदु निकासी प्रदान की जानी चाहिए।

1.8.14.3 सभी पम्पों में सक्शन और डिस्चार्ज दाब मापी और ट्रांसमीटर प्रदान किया जाना चाहिए।

1.8.14.4 जहां-कहीं सेंट्रीफ्यूगल पम्प समानांतर लगाए जाएं, वहां निकासी पर जांच वाल्व लगाया जाना चाहिए। जहां-कहीं पंपों को सीरिज में लगाया जाए, वहां हेडर में सक्शन और डिस्चार्ज पाइप कनेकशन को अलग करते हुए स्थापित करना चाहिए। श्रृंखला के अंतिम पम्प में डिस्चार्ज पाइप पर जांच वाल्व होना चाहिए। श्रृंखला पम्प अभिविन्यास के निकासी हेडर में अतिरिक्त सामान्य जांच वाल्व की स्थापना की जाएगी। मुख्य पम्प और बूस्टर पम्प के सक्शन और डिस्चार्ज में एक्ट्यूऐटेड वाल्व होंगे।

1.8.14.5 डिजाइन अथवा निर्माता की संस्तुति पर बूस्टर पम्प अथवा मुख्य पम्प के लिए न्यूनतम प्रवाह संचलन लाइन प्रदान की जानी चाहिए।

1.8.14.6 सील टूटने पर अलार्म बजने और ट्रिप सहित यांत्रिक सील प्रदान की जाएगी। तथापि, एलपीजी सेवाओं के लिए सील टूटने का अलार्म और ट्रिप के साथ दुगुना यांत्रिक अलार्म प्रदान किया जाना चाहिए।

1.8.14.7 निर्माता की संस्तुति के अनुसार पम्प की सुरक्षा और इंटरलॉक प्रदान किए जाने चाहिए।

1.8.14.8 एलपीजी पाइपलाइन सुविधाओं के लिए पम्प में निम्नलिखित अलार्म और ट्रिपिंग प्रदान की जानी चाहिए।

(क) बूस्टर और मुख्य पम्प में कम सक्शन दाब,

(ख) मुख्य पम्प में अधिक डिस्चार्ज,

(ग) तरल वाष्पीकरण से बचने के लिए खराब होने वाली पाइप हेतु कम डिस्चार्ज दाब।

(घ) उच्च केसिंग तापमान

(ङ) हाई बियरिंग तापमान

(च) सक्शन बंद करने अथवा एमओवी डिस्चार्ज करने की स्थिति में मुख्य अथवा बूस्टर पम्प की ट्रिपिंग।

1.8.14.9 पंप को चालू करने के साथ मोटर संचालित वाल्व सीमा स्विच पोजीशन (खुला अथवा बंद) को इंटरलॉक किया जाना चाहिए। पंप आरम्भ होने और बंद होने की प्रक्रिया में परिभाषित नीति के साथ क्रम में संचालन करेगा।

1.8.15 पम्प ड्राइवर

1.8.15.1 नियत गति ड्राइव अथवा परिवर्तनीय फ्रिक्वेंसी ड्राइव (वीएफडी) सहित इलेक्ट्रिक मोटर को पम्प ड्राइवर के रूप में उपलब्ध कराया जाएगा। इलेक्ट्रिक मोटर एपीआई 540 की आवश्यकता" पेट्रोलियम संसाधन इकाइयों की विद्युत स्थापना, की आवश्यकता को पूरा करना चाहिए।

1.8.15.2 यदि पम्प ड्राइवर के रूप में आंतरिक, कम्बशन इंजिन प्रदान किया जाता है तो उसे एपीआई मानक 7सी – 11एफ - "आंतरिक कम्बशन इंजिनों की स्थापना, रखरखाव और प्रचालन के लिए संस्तुति प्रक्रिया" अथवा उपयुक्त बीआईएस समकक्ष कोड की आवश्यकता को पूरा किया जाना चाहिए।

1.8.15.3 गैर-खतरनाक क्षेत्रों में वायु खींचने वाले उपकरण स्थापित किए जाने चाहिए। स्क्रू से कसी गई पाइप फिटिंग को ईंधन प्रणाली पाइप अथवा उस दिन सर्विस टैंक के रूप में प्रयोग नहीं किया जाना चाहिए। स्टेनलैस कम्प्रेशन फिटिंग के साथ सीमलैस फिटिंग की संस्तुति की जाती है। यदि एक्जास्ट में फ्लेम अरेस्टर अथवा ट्रैप स्थापित किया जाता है तो उसे बीएस 7244 का पालन करना चाहिए।

1.8.15.4 ओईएम की संस्तुतियों के अनुसार एग्जास्ट मैनिफोल्ड और टर्बोचार्जर केसिंग को ठंडा किया जाएगा।

1.8.15.5 यदि इसे इंजिन के साथ लगाया जाता है तो इंजिन के कंट्रोल पैनल को खतरनाक क्षेत्रों में संचालन करने के लिए बनाया जाना चाहिए।

1.8.15.6 खतरनाक क्षेत्रों में स्थापित विद्युत उपकरण को विद्युत स्टार्टर मोटर और स्टार्टर सोलेनॉड्स सहित खतरनाक क्षेत्र में उपयोग के लिए प्रमाणित किया जाना चाहिए।

1.8.15.7 रेडिएटर फैन ब्लेड ओईएम की संस्तुतियों के अनुसार होना चाहिए।

1.8.15.8 मेनलाइन इंजिन में सुरक्षा इन्स्ट्रूमेंटेशन प्रदान की जानी चाहिए। इसके अतिरिक्त, अत्यधिक ठंडा होने और लुब्रिकेटिंग आयल तापमान को बंद करने के प्रावधान बनाए जाएंगे।

1.8.15.9 वर्ग क और वर्ग ख के पेट्रोलियम उत्पादों की पम्पिंग करने के लिए उपयोग किए गए इंजिन ड्राइविंग पम्पों को इंजिन में स्प्रे करने से पम्प में तरल रिसाव को रोकने के लिए पर्याप्त आकार के फायर वाल द्वारा पम्प से अलग किया जाना चाहिए।

1.8.15.10 इसके अतिरिक्त, पम्प और पम्प ड्राइवर को स्थानीय और/अथवा रिमोट द्वारा अलार्म को बंद करने की क्षमताओं के प्रावधानों के साथ वाइब्रेशन मॉनीटरिंग उपकरणों से सुसज्जित होना चाहिए।

1.8.16 उपकरण और संयंत्र वायु प्रणाली

उपकरण और संयंत्र वायु प्रणाली आवश्यकता के अनुसार पम्प स्टेशन में इस्ट्रूमेंटेशन प्रणाली, नियंत्रण वाल्व आदि के लिए उपकरण वायु आपूर्ति प्रणाली होनी चाहिए। विद्युत मोटर से चलने वाली अथवा इंजिन से चलने वाली वायु संपीडक का उपयोग किया जाना चाहिए। एयर रिसीवर, वायु भंडारण बोतलें और इंस्ट्रूमेंट एअर ड्रायर यूनिटें उपलब्ध कराई जानी चाहिए। वायु संपीडक का उपयोग किया जाना चाहिए। एअर रिसीवर अथवा वायु भंडारण को बॉयलर एंड प्रेशर वेसल कोड के एएसएमई खंड VIII के अनुसार बनाया और स्थापित किया जाना चाहिए।

1.8.17 सुपुदर्गी भंडारण (एलपीजी)

भंडारण वेसल के उच्च स्तरीय अलार्म और उच्च स्तरीय अलार्म संकेतक को 80% और 85% स्तर की मात्रात्मक क्षमता पर रखा जाना चाहिए। श्रृव्य-दृश्य संकेतक स्थानीय पैनल और पाइपलाइन नियंत्रण कक्ष में प्रदान की जानी चाहिए। पाइपलाइन सुपुदर्गी रिमोट आपरेटेड वाल्व (आरओवी) (आपूर्तिकर्ता और उपभोक्ता के परिसर) को उच्च स्तर अलार्म के प्रवर्तन पर बंद कर दिया जाएगा।

1.9 सुरक्षा उपकरण और विशेषताएं

1.9.1 स्टेशनों के लिए आपातकालीन शटडाउन (ईएसडी) की सुविधाएं

1.9.1.1 पम्प स्टेशन, सुपुदर्गी सह टैप ऑफ स्टेशन तथा टर्निमल स्टेशन को आपात शटडाउन प्रणाली प्रदान की जानी चाहिए जिसके द्वारा प्रक्रिया सुरक्षापूर्वक बंद कर देनी चाहिए। प्रचालन का आपातकाल शटडाउन करते समय उपकरण की सुरक्षा के लिए आवश्यक उपकरणों को छोड़कर सभी पम्पों प्राइम मूर्वस, नियंत्रण वाल्व और सुपुदर्गी बहुआयामी वाल्वों को भी शटडाउन कर दिया जाएगा।

1.9.1.2 आपातकालीन शटडाउन प्रणाली को स्टेशन के पम्प शेड क्षेत्र से कम से कम 2 स्थानों से प्रचालित किए जाने चाहिए जिसमें से एक पम्प शेड बिल्डिंग के बाहर क्षेत्र में और दूसरा पम्प स्टेशन के नियंत्रण कक्ष में लगाया जाना चाहिए।

1.9.2 दाब सीमित करने वाले उपकरण

1.9.2.1 ट्रैप्पड वाल्यूम के रूप में तरल हाइड्रोकार्बन रखने वाले किसी उपकरण अथवा पाइपलाइन के भाग को थर्मल रिलिफ वाल्फ की स्थापना के माध्यम से वातावरण में तापमान के बढ़ने के कारण विकसित अत्यधिक दबाव के लिए सुरक्षा की जाएगी। टीआरवी का

डिस्चार्ज ब्लो डाउन निकास से जोड़ा जाएगा, जो आगे उपयुक्त क्षमता वाले सम्प टैंक से जुड़ा होगा। एलपीजी की स्थापना के लिए टीआरवी के डिस्चार्ज को फ्लेअर प्रणाली, जहां भी उपलब्ध हो, से जोड़ा जाना चाहिए। इन टीआरवी में सेफ्टी वाल्व के दोनों ओर आइसोलेशन वाल्व होने चाहिए। सभी टीआरवी आइसोलेशन वाल्व (अपस्ट्रीम और डाउनस्ट्रीम) के लॉक खुले रहने चाहिए।

1.9.2.2 फ्लेअर प्रणाली के उपलब्ध न होने पर सेफ्टी वाल्व से डिस्चार्ज को भूमि से 3 मीटर (न्यूनतम) ऊपर की ऊंचाई में अथवा 15 मीटर के व्यास में सबसे ऊंची संरचना, जो भी हाइड्रोकार्बन के प्रभावी रूप से फैलने के लिए अधिक हो, को वातावरण में ऊपर की ओर वायु में छोड़ा जाना चाहिए। ऐसे मामले में पीएसवी के डाउनस्ट्रीम में आइसोलेशन वाल्वों की आवश्यकता नहीं होती। निकास पाइप में निचले बिन्दु पर निप्पल के साथ एक रिसाव छिद्र बनाया जाना चाहिए जिससे कि वर्षा का पानी बाहर निकल सके अन्यथा यह एकत्र हो सकता है। रिसाव छिद्र निप्पल इस प्रकार से बनाया जाना चाहिए कि सेफ्टी वाल्व को उठाने पर यह रिसाव छिद्र से निकलने वाली एलपीजी आग संरचनात्मक उपकरणों से टकरा न जाए। चेन सहित ढीले फिटिंग रेन कैप (स्पार्क न होने वाले) को वेंट पाइप के ऊपर फिट कर देना चाहिए।

1.9.2.3 दाब सेफ्टी वाल्व अथवा पर्याप्त क्षमता और संवेदनशीलता वाले अन्य उपकरणों को यह सुनिश्चित करने के लिए लगाया जाना चाहिए कि प्रणाली का सामान्यता प्रचालन करने वाला दाब 10% से अधिक न हो। यदि सामान्य प्रचालन दाब, पाइपलाइन का अधिकतम स्वीकार्य प्रचालन दाब है तो दाब सेफ्टी वाल्व के लिए निर्धारित दाब अधिकतम स्वीकार्य प्रचालन दबाव (एमएओपी) 2 कि.ग्रा./सें.मी.^{2} से ज्यादह अथवा एमएओपी से 10% से अधिक के बराबर दाब, जो भी कम हो, होना चाहिए।

1.9.3 सम्प टैंक

सेफ्टी वाल्व से डिस्चार्ज को उपयुक्त क्षमता के भूमिगत भंडारण टैंक वाली ब्लो डाउन प्रणाली से अच्छी तरह जोड़ा जाना चाहिए। यदि सर्ज सुरक्षा उपाय लागू किए जाते हैं तो सम्प टैंक में सर्ज रीलिफ प्रणाली के सक्रिय होने के परिणामस्वरूप उत्पन्न होने वाले अतिरिक्त तरल हाइड्रोकार्बन का भंडारण करने की पर्याप्त क्षमता होनी चाहिए।

1.9.4 अग्नि सुरक्षा प्रणाली

1.9.4.1 पराबैंगनी अथवा इन्फ्रा रेड या अन्य फ्लेम डिटेक्टर्स अथवा हीट डिटेक्टर्स अथवा फ्लेम और हीट डिटेक्टर्स को पंप शेड में संयुक्त रूप से लगाया जाना चाहिए ताकि आग लगने पर यूनिट का ऑटोमेटिक अलार्म बज उठे और / अथवा यूनिट बंद हो जाए, सुविधाएं पृथक हो जाएं। इसे आग बुझाने वाली उपयुक्त प्रणाली जैसे आग बुझाने के लिए फोम प्रणाली के साथ जोड़ा जाना चाहिए।

1.9.4.2 संकेतक, अलार्म और घोषणा के प्रावधान के साथ नियंत्रण कक्ष, मोटर नियंत्रण केंद्र (एमसीसी) कक्ष और उपयोगिता कक्ष, केबल खाइयों आदि में धुंआ अथवा बहु सेंसर डिटेक्टर उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

1.9.4.3 स्टेशनों के सभी महत्वपूर्ण स्थानों के ब्रेक ग्लास प्रकार की अग्नि अलार्म प्रणाली लगाई जानी चाहिए और उसे नियंत्रण कक्ष में फायर अलार्म पैनल के साथ एकीकृत किया जाना चाहिए जिसका सुपुदर्गी अथवा टर्मिनल स्टेशनों में विपणन नियंत्रण कक्ष में विस्तार किया जाना चाहिए। बड़े आकार के टैंक फार्म के महत्वपूर्ण स्थानों में टॉक बैक सुविधाओं के साथ मैनुअल काल पांइट की स्थापना की जाएगी और उसे स्टेशन फायर अलार्म पैनल के साथ जोड़ा जाना चाहिए।

1.9.4.4 पर्यावरण अनुकूल अग्निशमन प्रणाली को नियंत्रण कक्षों, स्विच गियर तथा बैटरी कक्ष, पम्प स्टेशन के कम्प्यूटर कक्षों, टर्मिनल स्टेशन, सुपुदर्गी अथवा टैप ऑफ स्टेशनों के लिए विचार किया जाना चाहिए।

1.9.4.5 फायर वाटर नेटवर्क के साथ फायर हाइड्रेंटस, लंबे रेंज के मॉनीटर और फायर वाटर स्टोरेज को स्क्रेपर स्टेशन और सेक्शनलाइजिंग वाल्व स्टेशनों के अलावा सभी स्टेशनों पर उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

1.9.5 रेफ्रिजरेटेड एलपीजी स्थानांतरण के लिए पाइप की आवश्यकता

1.9.5.1 पाइप प्रणाली को एएसएमई बी 31.3 के अनुसार बनाया जाना चाहिए। रेफ्रीजरेशन प्रणाली एलपीजी को ऐसे तापमान पर रखेगा जहां एलपीजी का वाष्पीय दाब, पाइप डिजाइन दाब से अधिक न हो।

1.9.5.2 पाइप घटक सामग्री विनिर्देश तापमान के अत्यधिक बढ़ने को ध्यान में रखते हुए बनाया जाना चाहिए, जिसके लिए इसे डिजाइन किया गया है। कम नरम सामग्री जैसे कच्चा लोहा, अर्द्ध स्टील, नरम लोहा और ढलवा एल्युमिनियम का किसी पाइप में उपयोग नहीं किया जाना चाहिए।

1.9.5.3 शट ऑफ वाल्व और सहायक उपकरणों को अधिकतम दाब और तापमान, जहां इन्हें इस्तेमाल किया जाना है, पर चलाने के लिए उपयुक्त सामग्री से बनाया जाना चाहिए।

1.9.5.4 इनसुलेशन में वाष्प बैरियर लगा होना चाहिए और यह मौसम प्रूफ होना चाहिए। इनसुलेशन और मौसम प्रूफिंग अग्निरोधी होनी चाहिए। इनसुलेशन से ढकी स्टील की सतह को क्षय से बचाने के लिए उस पर उचित रूप से परत चढ़ाई जानी चाहिए।

1.9.5.5 जब कोल्ड पाइपिंग को भूमिगत प्रावधानों जैसे खाइयों, खोल और अन्य माध्यमों से गुज़ारा जाता है तो इसमें पाइपलाइन के फैलने और सिकुड़ने की जगह छोड़ी जानी चाहिए।

1.9.5.6 जब भंडारण केन्द्र में विभिन्न प्रकार के उत्पादों का रखरखाव किया जाता है तो प्रत्येक प्रकार के उत्पाद के लिए पाइपलाइनों के विशिष्ट लदान और उतराई पर विचार किया जाना चाहिए।

1.9.5.7 रेफ्रिजरेशन के कारण उत्पन्न होने वाले वाष्प भार का निम्नलिखित एक अथवा एक से अधिक पद्धति की सहायता से रखरखाव किया जाना चाहिए

(क) द्रवीकरण प्रणाली द्वारा रिकवरी

(ख) फ्लेयरिंग द्वारा निपटान।

1.9.5.8 कूलिंग माध्यम के खराब होने पर पाइपलाइन में अत्यधिक दाब बनने के संकेतक के रूप में आपातकाल अलार्म बजने का प्रावधान किया जाना चाहिए।

अनुसूची-। ख

सामग्री और उपकरण

2.1 सामग्री और उपकरण

सभी सामग्रियां और उपकरण, जो इन मानकों के अनुसार निर्मित किसी पाइपिंग प्रणाली का स्थायी भाग बनते हैं, के डिजाइन और सेवा आवश्यकताओं को इन विनियमों के अनुसार बनाया जाना चाहिए तथा ये वांछित फैब्रिकेशन तथा/अथवा निर्माण तरीकों के लिए उपयुक्त होगा। सॉर गैस सर्विस आवश्यकता के लिए अनुसूची 1ज का अनुपालन किया जाए।

2.2 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।

2.3 सामग्री विशिष्टियाँ

एएसएमई बी31.4 में शामिल मानकों और विशिष्टियों के अलावा अनुबंध-।। में सूचीबद्ध विशिष्टियों को भी गैस पाइपलाइनों जो तरल हाइड्रोकार्बन पाइपलाइन और संबंध सुविधाओं का भाग बनाने के लिए विभिन्न पाइप घटकों के विनिर्माण के लिए स्वीकार किया जाएगा।

2.4 स्टील पाइप

2.4.1 लाइन पाइप विशिष्टि एपीआई 5एल उत्पाद विशिष्टि स्तर (पीएसएल) – 2 या समकक्ष के अनुरूप तरल हाइड्रोकार्बन पाइपलाइन प्रणाली में प्रयोग के लिए कार्बन स्टील लाइन पाइप सीवनहीन, इलेक्ट्रिक वेल्डेड (ईडब्ल्यू) या सब्मर्ज़ड आर्क लोंगिट्युडनल या हेलिकल वेल्डेड (एसएडब्ल्यूएल या एसएडब्ल्यूएच) होना चाहिए।

2.4.2 कच्चे लोहा से बने पाइप को सॉर मल्टिफेज़ सेवा में उपयोग नहीं किया जाना चाहिए। तरल हाइड्रोकार्बन पाइपलाइनों के लिए नरम लोहे की पाइप के उपयोग की अनुमति नहीं दी जाती।

2.4.3 एपीआई विशिष्टि 5एल के अनुसार निर्मित इलेक्ट्रिक वेल्डेड पाइप इन मानकों के अनुबंध

-III के अंतर्गत विनिर्दिष्ट अतिरिक्त आवश्यकताओं को भी पूरा करेंगे।

2.5 कार्बन समकक्ष

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

कार्बन समकक्ष कार्बन तत्व वाले पाइप

> 0.12% होगा

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

CE(IIW) मूल्य $\leq$ 0.40% होगा

कार्बन तत्व वाले पाइप <u>≤</u> 0.12% होगा

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

CE(Pcm) मूल्य <u>≤</u> 0.20% होगा।

2.5.2 पाइप वेल्ड सीम के 100% के लिए अल्ट्रासोनिक परीक्षण किया जाएगा। पाइप के सिरों के लिए अल्ट्रासोनिक परीक्षण अनिवार्य होगा।

2.6 मिल हाइड्रो टेस्ट

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। बिना जोड़ वाली सभी आकार की पाइपों और डी<=457 मि.मी. (18 इंच) वाली वेल्डेड पाइप के लिए जांच दबाव कम से कम 5 सेकेण्ड तक रखा जाएगा। डी>457 मि.मी (18 इंच) सहित वेल्डेहड पाइप के जांच दबाव को 10 सेकेंड से कम नहीं रखा जाएगा।

2.7 फ्रैक्चर कठोरता

कार्बन स्टील लाइन पाइपों को एएसएमई बी 31.4 में निर्धारित फ्रैक्चर कठोरता की आवश्यकता के अनुरूप होना चाहिए।

2.8 खांचे की मजबूती की आवश्यकताएं

2.8.1 कार्बन स्टील पाइपों तथा एनपीएस 2 इंच और इसके बड़े आकार के अन्य स्टील घटकों के लिए खांचे की मजबूती का निर्धारण टूटन शुरू होने तथा फैलाव से सुरक्षा प्रदान करने के लिए किया जाएगा। खांचे की मजबूती मूल्यों (न्यूनतम प्रभाव अवशोषित उर्जा मूल्य) को डिजाइन ऑपरोटिंग तनाव और न्यूनतम डिजाइन तापमान के आधार पर निर्धारित किया जाएगा।

2.8.2 कार्बन स्टील पाइपों और एनपीएस 2 इंच प्रमाणित छोटे उपकरणों के लिए खांचा संबंधी सुदृढ़ विशेषताएं अनिवार्य नहीं है।

2.9 लचीले लोहे का पाइप

लचीले लोहे के पाइप के प्रयोग की अनुमति नहीं है।

2.10 पाइप और फिटिंग्स

इन विनियमों के अनुबंध - ।। में सूचीबद्ध मानकों के लिए निर्मित पाइप और फिटिंग्स का उपयोग किया जाएगा।

2.11 उपकरण विशिष्टियाँ

इस मानक के अनुबंध-।। में सूचीबद्ध मानकों के अनुरूप निर्मित पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद् पाइपलाइन में प्रयुक्त होने वाले उपकरण भी स्वीकार्य होंगे।

अनुसूची 1 ग

पाइपिंग प्रणाली घटक और फ्रैबिकेशन

3.1 सामान्य

3.1.1 इस भाग में टर्मिनल की पाइपिंग की प्रक्रिया और उपयोगिता के लिए पाइपिंग प्रणाली की फेब्रिकेशन, स्थापना और परीक्षण संबंधी आवश्यकताएं शामिल हैं जो तरल पाइपलाइन प्रणालियों का अभिन्न हिस्सा हैं।

3.1.2 सामान्यत: संबंधित टर्मिनलों अथवा स्टेशनों के लिए सभी पाइपिंग प्रणाली का डिजाइंड ड, फैब्रिकेटेड, उत्थापित, जांच लागू कोड (एएसएमी बी31.3 अथवा 31.4) की अनिवार्य आवश्यकता के अनुसार बनाया जाएगा। जब तक कि अन्यथा निर्दिष्ट न किया जाए, इस खंड में निर्दिष्ट आवश्यकताएं संबंधित पाइपिंग कोड और परियोजना विनिर्देशों में निर्दिष्ट आवश्यकताओं को पूरा करेंगी।

3.2 संदर्भ

3.2.1 निम्नलिखित मानकों, जैसा लागू हो, का संदर्भ लिया जाएगा:-

एएसएमई बी31.3: प्रोसेस पाइपिंग

एएसएमई बी31.4: तरल हाइड्रोकार्बनों और अन्य तरल पदार्थों के लिए पाइपलाइन परिवहन प्रणालियां।

एएसएमई VIII: बॉयलर एवं प्रेशर वेसल कोड

ओआईएसडी-एसटीडी-141 क्रॉस कंट्री हाइड्रोकार्बन पाइपलाइनों के लिए अभिकल्पना और निर्माण की आवश्यकताएं।

3.2.2 पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में उपयोग की गई पाइपिंग सामग्री हेतु विनिर्देश अनुबंध-।। के अनुसार होंगे।

3.3 सामग्री

3.3.1 पाइपिंग सामग्रियों को विद्यमान संहिताओं और मानकों में विनिर्दिष्ट आवश्यकताओं का सख्ती से विधिवत पालन करते हुए इस प्रयोजन के लिए तैयार किए गए लागू पाइपिंग सामग्री विनिर्देश (पीएमएस) अथवा वाल्व सामग्री विनिर्देश (वीएमएस) या सामग्री विशिष्टियों के अनुसार किया जाएगा।

3.3.2 फेब्रिकेशन और स्थापना के लिए आपूर्ति की गई पाइपिंग सामग्री की उतराई, भंडारण, प्राप्ति, नियंत्रण, पता लगाने की क्षमता और निरीक्षण की प्रक्रिया तैयार करके लागू किया जाएगा।

3.3.3 फैब्रिकेशन अथवा निर्माण के लिए साइट पर सुपुर्दगी होने पर, भंडारण और संरक्षण प्रक्रियाओं को तैयार और कार्यान्वित किया जाएगा जब तक कि निर्धारित अनुसार प्रणाली चालू नहीं हो जाती।

3.3.4 पाइपिंग और पाइपिंग घटकों और उपकरण को ढककर रखा जाएगा तथा पर्यावरणीय अवक्रमणता और/या क्षय से बचाया जाएगा।

3.3.5 कार्बन स्टील और स्टेनलेस स्टील घटकों को एक दूसरे से दूषित होने से बचाने के लिए अलग रखा जाएगा।

3.3.6 सभी फिटिंग्स और उपकरणों को रखरखाव के दौरान क्षतिग्रस्त होने से बचाया जाएगा। सील की जाने वाली सतहों और कटे हुए हिस्सों पर विशेष ध्यान दिया जाना चाहिए।

3.4 फेब्रिकेशन

3.4.1 सामान्य आवश्यकताएं

3.4.1.1 फेब्रिकेशन यार्ड को संगत सामग्रियों और उपकरण के साथ कार्य करने के अनुसार स्थापित किया जाएगा।

3.4.1.2 पैड आदि सहित पाइपिंग से जोड़े गए सभी सहायक उपकरण ऐसी सामग्री के होंगे जो पाइपिंग सामग्री से मेल खाते हों।

3.4.1.3 पाइप को मोड़ने और उसके निर्माण का कार्य एएसएमई बी31.4 के अनुसार किया जाएगा और दस्तावेजी कार्यपद्धति के अनुसार बनाया जाएगा।

3.4.2 वेल्डिंग और एनडीटी

3.4.2.1 सभी वेल्डिंग और गैर-विनाशकारी परीक्षण (एनडीटी) उपयुक्त डिजाइन अथवा फैब्रिकेशन कोड के अनुसार होंगे। तदनुसार, परियोजना विशिष्टियों को इस प्रकार से विकसित किया जाएगा कि उनमें सामग्रियों के प्रकार, उपभोज्य और वेल्डिंग प्रक्रियाओं के अनुरूप उपयुक्त वेल्डिंग, वेल्डिंग प्रक्रियाएं, योग्यता-पूर्व परीक्षण (पीक्यूटी), योग्यता का मूल्यांकन एवं स्वीकार्यता, ताप-उपचार आवश्यकताओं सहित उत्पादन परीक्षण, स्वीकार्यता और रद्द करने संबंधी मानदंड की आवृत्ति शामिल है।

3.4.2.2 सभी बट वेल्डिड गोल्डन जोड़, जो हाइड्रोस्टेटिक जांच के अधीन नहीं है, की 100% रेडियोग्राफी के साथ-साथ अल्ट्रासोनिक तकनीकों के द्वारा जांच की जाएगी। सॉकेट वेल्डेड गोल्डन जोडों की तरल वेधन निरीक्षण पद्धति या नम चुबंकीय अणु निरीक्षण तकनीक द्वारा जांच की जाएगी।

3.4.3 वेल्डस और ग्रेडस

3.4.3.1 इन-लाइन वाल्व और उपकरणों के आंतरिक भाग, जिनको ताप के हस्तांतरण से हानि हो सकती है, को वेल्डिंग और / अथवा ताप हस्तांतरण से पहले संरक्षित रखना चाहिए अथवा हटा लिया जाना चाहिए। ऐसी सामग्रियों की वेल्डिंग के दौरान निर्माताओं की संस्तुतियों को स्पष्ट रूप से परिभाषित किया जाना चाहिए तथा ऐसी मदों की वेल्डिंग के दौरान अपनाया जाना चाहिए।

IndiaCode

3.4.3.2 जब तक अनुमोदित ड्राइंग अथवा विनिर्दिष्टों को स्पष्ट नहीं किया जाता, तब तक पाइप थ्रेड एएसएमई बी1.20.1 के अनुरूप होंगे। सभी थ्रेडिंग कार्य को मोडने, गढ़ने अथवा हीट ट्रीट्मेंट के बाद किया जाएगा, किन्तु जहां ऐसा करना संभव नहीं है, वहां थ्रेड सुरक्षा प्रदान की जाएगी।

3.4.4 पूर्व-फेब्रिकेटैड पाइप कार्य का आयाम संबंधी नियंत्रण

3.4.4.1 पूर्वफेब्रिकेटेड पाइपिंग स्पूल कार्य व्यवस्थित तरीके से यह सुनिश्चित करते हुए किया जाएगा कि अंतिम स्थापना सही होगी। पाइपिंग सामान्य व्यवस्था (जीए) ड्राइंग, फेब्रिकेशन ड्राइंग और / अथवा आइसोमेट्रिक्स, जैसा कि विशेष रूप से फेब्रिकेशन कार्य के लिए तैयार किया गया है, में उपयुक्त सहनशीलता को निर्धारित किया जाएगा।

3.4.4.2 पूर्व फेब्रिकेटेड पाइप स्पूलों को स्थापना से पूर्व साफ किया जाएगा तथा सुरक्षात्मक परत (जैसी आवश्यकता होगी) लगाई एवं संरक्षित की जाएगी।

3.4.4.3 पाइप स्पूलों की आंतरिक सफाई हाइड्रो फ्लशिंग अथवा हाइड्रो जेटिंग द्वारा की जाएगी।

3.4.5 शाखा कनेक्शन

3.4.5.1 टीज़, वेल्डोलेटस, निप्पोलेटस, सॉकोलेट्स और सुदृढ़ीकरण पैड कनेक्शनों को शाखा कनेक्शनों के लिए लागू अनुसार उपलब्ध करवाया जाएगा।

3.4.5.2 विशिष्टियां और अभिकल्प द्वारा आवश्यक सुदृढ़ीकरण पैड अथवा काठी मुख्य पाइप की सामग्री से निर्मित होनी चाहिए (जब तक कि विनिर्दिष्ट न किया जाए) और मुख्य और शाखा पाइप दोनों को अच्छी तरह से फिट करने के लिए बनाया जाएगा।

3.4.5.3 रिसाव डिटेकशन, निकासी और परीक्षण सुविधाएं सुनिश्चित करने के लिए शाखा सुदृढ़ीकरण अथवा उसके प्रत्येक खंड को पाइप में लगाने से पहले कम से कम 30 मि.मी. का छेद तथा डाट छिद्र बनाया जाएगा। जहां-कहीं संभव हो, पैड को पाइप में लगाने से पहले उसे एक ही टुकड़े का बनाया जाना चाहिए। वेल्डिंग और जांच के पश्चात छिद्र को स्थाई रूप से बंद कर दिया जाएगा, उदाहरण के लिए पाइपिंग सामग्री में वेल्ड किया हुआ अथवा धातु का डाट लगाया जाना चाहिए।

3.5 पाइपिंग प्रस्थापन

3.5.1 सामान्य

सभी पाइपों क उत्थापना से पहले यह सुनिश्चित करने के लिए जांच की जाएगी कि वे किसी प्रकार के संदूषकों से मुक्त हों।

3.5.2 पाइपिंग की उत्थापना

3.5.2.1 पाइप-कार्य को लाइन के लिए निर्धारित स्थायी सहारे से उत्थापित किया जाएगा।

3.5.2.2 अस्थाई आलंबन को एकदम न्यूनतम रखा जाएगा, किन्तु यह निर्माण के दौरान नोजल और आसपास की पाइपिंग को अत्यधिक भार से सुरक्षा के लिए पर्याप्त होना चाहिए।

3.5.2.3 पाइप कार्य को लाइन पर अनावश्यक दबाव डालते हुए या वेसल अथवा उपकरण के घटक आदि को स्ट्रेन से बचते हुए बिना स्प्रिंगिंग या फोर्सिंग के फिट किया जाएगा।

3.5.2.4 सभी अस्थाई पाइप स्पूल और सहारे, जो उत्थापन, परीक्षण अथवा फ्लशिंग, बांधे जाने आदि के लिए सहायक होते हैं, हटाने की पहचान के लिए विशेष तौर पर चिन्हित किया जाएगा।

3.5.2.5 सभी वाल्वों को किसी भी स्थाई भंडारण के दौरान गंदगी, रसायनों और नमी से संरक्षित किया जाएगा।

3.5.3 फ्लेंज्ड जोड़

3.5.3.1 असेम्बली से पहले फ्लेंजेस की अच्छी तरह से जांच की जाएगी और इसमें कोई टूट-फूट नहीं होनी चाहिए जिससे जोड़ की अखंडता में किसी प्रकार की बाधा पहुंचे।

3.5.3.2 फ्लेजेंस को किसी भी प्रकार के जंग, धूल अथवा अन्य संदूषकों से साफ और मुक्त रखा जाएगा। जोड़ों को बिना किसी जोर-जबरदस्ती के फ्लश और वर्गाकार बनाया जाएगा जिससे कि जोड़ने वाली समूची सतह गास्केट पर एक-समान हो तथा इसके बाद में इसे समान बोल्ट टेंशन से जोड़ा जाएगा।

3.5.3.3 पाइपिंग फ्लेंज को फिट करने तथा जोड को बंद करने से पूर्व यह देखा जाना चाहिए कि (i) बोल्ट फ्लेंज फेस के समकोण पर आसानी से घूम रहा हो। (ii) गास्केट लगाने से पहले दो फ्लेंज सतह के बीच स्पष्ट दूरी हो। (iii) गास्केट लगाने और बदलने के लिए पर्याप्त लचीलापन होना चाहिए।

3.5.3.4 फ्लेंज कवरों को वाल्व अथवा उपकरण के सभी फ्लेंज कनेक्शंस पर तब तक बनाए रखा जाएगा जब तक वे जुड़ने वाली पाइपिंग को जोड़ने के लिए तैयार न हो जाएं।

3.5.3.5 आतंरिक पाइप मलबों के जमा होने को रोकने के लिए उपकरण को दबाव जांच ब्लैंकस, स्पेड या ब्लाइंड से ढका जाएगा।

3.5.3.6 फ्लेंज जोड़ को घुमावदार कसी हुई धातु की गास्केट अथवा धातु की रिंग जैसी गास्केट का प्रयोग करके बनाया जाएगा। प्लेन एस्बेस्टस शीट अथवा रिइंफोर्स्ड गास्केट का उपयोग नहीं किया जाएगा।

3.5.3.7 कच्चा लोहा अथवा लचीले लोहे से बनी फिटिंग्स और फ्लेंजों को पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के पाइपलाइन में उपयोग नहीं किया जाएगा।

3.5.4 फ्लेंज्ड जोड के लिए तनाव सुग्राही उपकरण

3.5.4.1 जब फ्लेंजस को तनाव सुग्राही उपकरण (उदाहरण के लिए पम्प, कंप्रेशर, टरबाइन आदि) से जोड़ा जाएगा, तब जोड़े जाने वाले फ्लेंजेस को ऐसे बोल्ट कसने से पहले समानांतर और पार्श्व सीध में फिट किया जाएगा।

3.5.4.2 सामान्य रूप से, तनाव सहने वाले उपकरण से फ्लेंज को जोड़ने का कार्य लाइन के पूरा होने अथवा लाइनों के एक-दूसरे से जोड़ने की प्रणाली के पूरा होने पर अंतिम जोड़ होगा। तनाव सहने वाले उपकरण का जोड़ दबाव विश्लेषण के अधीन होगा।

3.5.5 गास्केटस

गास्केटस की आपूर्ति, भंडारण और स्थापना निर्माताओं के निर्देश के अनुसार की जाएगी। गास्केटस का पुन: उपयोग नहीं किया जाना चाहिए। गास्केटस पाइप के बोर में बाहर की ओर निकला नहीं होना चाहिए।

3.5.6 बोल्टिंग

3.5.6.1 बोल्टिंग परियोजना के लिए उपयुक्त पाइपिंग विनिर्दिष्टों के अनुसार लगाया जाएगा।

3.5.6.2 मैनुअली टॉर्क्ड फ्लेंज बोल्टस और स्टड बोल्ट्स को न्यूनतम एक और अधिकतम पांच थ्रेड के साथ उनके नट द्वारा पूरा चढ़ाया जाना चाहिए।

3.5.6.3 फ्लेंज बोल्ट, स्टड बोल्ड थ्रेड के साथ-साथ नट स्पॉट फेसेस को फिटिंग करने के पूर्व अच्छी तरह से चिकनाइयुक्त बनाया जाएगा।

3.5.6.4 बोल्ट किए हुए फ्लेंज जोड़ को मैनुअली टार्क रैंच अथवा हाइड्रूलिक बोल्ट से कसकर नियंत्रित किया जाएगा।

3.5.6.5 यदि आवश्यकता हो, तो बोल्ट की लंबाई अधिक होनी चाहिए ताकि कसने वाला औजार इसमें आ सके।

3.5.7 पाइप अवलंब

3.5.7.1 पाइप अवलंब, परियोजना के लिए विकसित किए गए वैध पाइप अवलंब विवरण / परियोजना के लिए बनाए गए पाइपिंग अवलंब गाइड के अनुसार होंगे।

3.5.7.2 कसाव की दृष्टि से विश्लेषण की जाने वाली लाइनों के लिए यह सुनिश्चित किया जाएगा कि कसाव आइसोमेट्रिक अभिकल्पना पाइप मार्ग, पाइप अवलंब स्थानों और सहायक कार्यक्षमता के संबंध में स्थापित प्रणाली के पूर्णत: अनुकूल हो।

3.5.7.3 पाइपिंग को अवलंब स्थानों पर बलपूर्वक इस प्रकार से फिट नहीं करना चाहिए जिससे कि कोई अतिरिक्त कसावट हो। पाइपों को दूसरी पाइपों के सहारे से नहीं रखा जाना चाहिए अर्थात् प्रत्येक के लिए अलग-अलग अवलंब होना चाहिए।

3.5.7.4 पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों में उपयोग किए जाने वाले सभी स्टड बोल्डस और पेंच एएसटीएम ए153 के अनुसार हॉट डिप्ड गल्वनाइज़्ड होने चाहिए।

3.5.8 स्थापना सहनशीलता

पाइपिंग घटकों की स्थापना सहनशीलता पाइपिंग घटक के प्रत्येक सेवा की आवश्यकता के अनुसार होगी, जिसमें रखरखाव तक पहुंच की आवश्यकता, आसपास स्टील कार्य, उपकरण, केबल ट्रे और ताप की स्थिति, वायुसंचार और वातानुकूलन डक्ट मार्ग, ढांचागत स्टील के अनुसार अवलंब पाइप की स्थिति, पाइप कसावट संबंधी आवश्यकताएं शामिल हैं।

3.5.9 विस्तार और लचीलापन आवश्यकता

3.5.9.1 पाइपिंग को इस तरह से बनाया जाएगा जिसमें पर्याप्त लचीलापन हो ताकि फैलने अथवा सिकुड़ने, जोड़ों के पास अत्यधिक मोड़े जाने अथवा उपकरण से जोड़ के स्थान या एंकरेज़्ड अथवा गाइड बिंदु पर अत्यधिक बल अथवा मोमेंट्स लगाने से अत्यधिक कसाव को रोका जा सके।

3.5.9.2 भूमि के ऊपरी भाग की पाइपलाइन अथवा पाइपिंग के अभिकल्प के लिए अधिकतम तापमान, प्रक्रिया के दौरान अधिकतम अनुमानित तरल तापमान अथवा वातावरण के अधिकतम तापमान, जो भी अधिक हो, होगा। जब प्रक्रिया के दौरान अनुमानित अधिकतम तापमान 65^{0}से. से कम होगा, तो उपर्युक्त भूमिगत पाइपिंग में विस्तार और तनाव को पाइप की सतह का तापमान 65^{0}से. मानते हुए मूल्यांकन किया जाएगा।

3.6 परीक्षण के लिए पाइपिंग तैयार करना

3.6.1 सामान्य

आंरभिक फ्लशिंग दबाव जांच के पहले की जाएगी। पाइप को सभी बाहरी वस्तुएं (उदाहरण के लिए मिट्टी, ग्रीस, आक्साइड, पपड़ी, वेल्डिंग के दौरान जमा अवशेष और अस्थाई सुरक्षात्मक परत) जो प्रक्रिया में रूकावट डाल सकती है। सभी फ्लशिंग प्रलेखित प्रक्रिया के अनुसार की जाएगी।

3.6.1.2 सफाई के दौरान जिन मदों से हानि हो सकती है, उनको सफाई से पूर्व हटाया जाएगा अथवा बंद कर दिया जाएगा, उदाहरण के लिए दबाव गेज, फ्लो मीटर, सिग्नल सेंसर, रिलीफ वाल्व, स्थायी स्ट्रेनर, जांच अथवा ग्लोब अथवा लघुकृत क्रास सेक्शनल क्षेत्र वाले नियंत्रण वाल्व, रप्चर डिस्क, इंस्ट्रूमेंट प्रोब, थर्मो कूप, वेसल अथवा पम्प स्तर के उपकरणों से जुड़े हुए आदि।

3.6.1.3 फ्लशिंग और दबाव जांच के पश्चात ओरिफिस प्लेटों की स्थापना की जाएगी।

3.6.2 हाइड्रो-फ्लशिंग

3.6.2.1 हाइड्रो फ्लशिंग के दौरान, जो मद क्षति के प्रति अत्यंत संवेदनशील होगी, उसे हटा, बंद अथवा अलग कर दिया जाएगा। बाल बाल्व को पूरी तरह खोलकर फ्लश किया जाएगा। सभी पाइपिंग प्रणालियों को उच्च दाब जेट फल्शिंग उपकरण का उपयोग करते हुए फ्लश किया जाएगा। पाइपिंग प्रणाली को यह सुनिश्चित करने के लिए हाइड्रोफ्लश किया जाएगा कि वेल्डिंग के जमा अवशेष हट जाएं।

3.6.2.2 फ्लशिंग साफ पानी से की जानी चाहिए। फ्लशिंग जल में क्लोराइड-आयन 50 पीपीएम से कम तथा उसका पीएच मान 6.5 से 7.5 तक होना चाहिए।

3.6.2.3 फ्लशिंग के बाद, पाइपिंग प्रणाली से पूर्ण निकासी की जाएगी तथा उसे क्षय से बचाया जाएगा।

3.6.3 दबावयुक्त वायु ब्लोइंग

दबावयुक्त वायु ब्लोइंग का उपयोग इंस्ट्रमेंट वायु, संयंत्र वायु के लिए आरंभिक सफाई करने और छोटे बोर पाइप (विशिष्ट 2 इंच से कम) की आरंभिक सफाई के लिए वैकल्पिक पद्धति है। इस पद्धति का उपयोग तभी किया जाता है जब सर्किट में फंसे तरल पदार्थ को हटाने अथवा छोटे बोर पाइप की सफाई का सत्यापन करने या जहां पाइप के आकर और विन्यास के कारण निरीक्षण पर्याप्त नहीं होता। चोट से बचने के लिए इस पद्धति का उपयोग करते समय सुरक्षा सावधानियां बरती जानी चाहिए।

3.6.4 सॉफ्ट पिगिंग

3.6.4.1 आवश्यक होने पर सॉफ्ट पिग को संपीड़ित वायु, निर्वात अथवा जल का उपयोग करते हुए आगे बढ़ाया जा सकता है। दबाव प्रणाली के डिजाइन दबाव से अधिक नहीं होना चाहिए। संपीड़ित वायु का उपयोग करते समय सुरक्षा पहलू के सभी उपायों को शामिल करते हुए प्रक्रिया स्थापित की जानी चाहिए। प्रक्रिया में सुरक्षित तरीके से पिग को पकड़ने अथवा प्राप्त करने की व्यवस्था विस्तृत रूप में बताई जाएगी। सॉफ्ट पिगिंग के दौरान क्षतिग्रस्त होने वाली संवेदनशील मदों को हटा लिया जाएगा।

3.6.4.2 सभी प्रणालियों को निर्माण के दौरान मौके पर मान्य परिमार्जन के अनुसार इंटरनली विजुअल निरीक्षण किया जाएगा।

3.7 दबाव जांच

दबाव जांच, जब तक कि अन्यथा विनिर्दिष्ट नही किया जाता, एएसएमई बी31.4 के अनुसार होगा । दबाव जांच की गणना पाइपिंग वर्ग के अधिकतम डिजाइन दबाव के आधार पर की जाएगी (प्रत्येक लाइन का डिजाइन दबाव नहीं)। दबाव जांच की गणना करते समय उपयुक्त तापमान का समायोजन किया जाना चाहिए।

IndiaCode

3.7.1 परीक्षण की तैयारी

3.7.1.1 सभी दबाव जांचों के लिए दबाव, तापमान और समय रिकार्डरों का उपयोग किया जाना चाहिए। दबाव जांच को बार जी में दर्शाया जाएगा। जांच दबाव को दर्शाने और रिकार्ड करने के लिए प्रयुक्त दबाव गेज और रिकार्ड जांच दबाव प्रक्रिया के अनुसार सटीकता, उपकरण के प्रकार पर निर्भरता के लिए जांचा गया शून्य भार होना चाहिए। दाब एवं माप गेज और रिकार्डरों का मान्यता-प्राप्त अंशशोधन मानकों के अनुसार अंशशोधित किया जाएगा।

3.7.1.2 पाइपिंग जोड, वेल्ड (वेल्डेड पाइप और फिटिंग तथा संरचनात्मक जोड वेल्ड से दाब वाले उपकरण तक), और बॉन्ड को परीक्षण के संतोषजनक ढंग से पूरा होने तक विद्युत रोधी अथवा भौतिक रूप से नहीं ढकना चाहिए।

3.7.1.3 सभी पाइपिंग को दाब परीक्षण से पहले पर्याप्त रूप से सहारा दिया जाना चाहिए। संचलन को रोकने के लिए स्प्रिंग अथवा अन्य परिवर्तनीय प्रकार के अवलंब हटा दिए जाने चाहिए।

3.7.1.4 जब तक नोट नहीं किया जाता, तब तक सभी वाल्वों की सतह के माध्यम से जांच की जानी चाहिए। यदि वाल्व को दाब परीक्षण में शामिल किया जाता है तो निम्नलिखित लागू होगा: बॉल, प्लग, स्लैब गेट वाल्व और अन्य वाल्व, जहां विवर का दाब बोर दाब से अलग हो सकता है, वहां दबाव का परीक्षण आधी खुली स्थिति में होगा। अन्य सभी वाल्वों की पूरी खुली स्थिति में जांच की जाएगी। जब जांच वाल्व को दाब परीक्षण में शामिल किया जाता है तो उन्हें जैक द्वारा खोल अथवा उनके अंदरूनी भाग को हटाया जाना चाहिए।

3.7.1.5 जब पाइपिंग पर किया जाना वाले दाब परीक्षण वाल्व के मान्य अधिकतम दाब परीक्षण से अधिक हो तो परीक्षण किए जाने वाले वाल्व को ढक दिया जाना चाहिए अथवा हटाकर डमी स्पूल द्वारा प्रतिस्थापित किया जाना चाहिए। टर्बाइन्स, पम्प्स , कम्प्रेशर्स और वेसल्स को दाब परीक्षण से पहले ढक देना चाहिए।

3.7.1.6 संवेदनशील उपकरण (अर्थात् विस्तार जोड़, रिलीफ वाल्व, इनलाइन उपकरण आदि) के लिए एक सूची तैयार की जानी चाहिए जिसे परीक्षण के दौरान हटाया, बंद अथवा अलग कर दिया जाना चाहिए। यह सूची परीक्षण प्रक्रिया के एक भाग के रूप में होगी।

3.7.2 जांच मीडिया

3.7.2.1 हाइड्रोस्टेटिक परीक्षण के लिए जांच का माध्यम सामान्यत: स्वच्छ जल होना चाहिए अन्यथा अन्य उपयुक्त तरल पदार्थ का उपयोग किया जा सकता है यदि पाइपिंग अथवा इन-लाइन उपकरण जल से प्रतिकूल रूप से प्रभावित होंगे और यह कार्य पूर्व सहमति से होना चाहिए।

3.7.2.2 पाइपिंग को परीक्षण के पश्चात, यथासंभव अच्छी तरह से सूखा देना चाहिए। कार्बन स्टील प्रणालियों को जंग से बचाने के लिए मान्य परीक्षण तरल पदार्थ से परीक्षण किया जाना चाहिए। यदि ऐसा अनुमान हो कि परिवेषी तापमान अनुमेय मूल्य से घट जाता है तो ऐंटी फ्रिजिंग यौगिकों को जोड़ा जा सकता है।

3.7.2.3 न्यूमेटिक परीक्षण के लिए जांच मीडिया तेल मुक्त, शुष्क हवा अथवा कोई निष्क्रिय गैस होनी चाहिए। परीक्षण के लिए वायु का उपयोग 0.7 एमपीए अधिक दाब के अधिकतम दाब तक सीमित होना चाहिए। इससे अधिक दाब के लिए नाइट्रोजन का उपयोग किया जाना चाहिए। वायुचलित परीक्षण विस्तार को अनुमोदित किया जाना चाहिए। सभी सुरक्षा पहलुओं को संपीड़न जांच मीडिया का उपयोग करते हुए मूल्यांकन किया जाना चाहिए।

3.7.2.4 उपकरण अथवा उपयोगिता वायु प्रणालियों के लिए, जहां जल का आना अवांछनीय है, वहां जांच मीडिया तेल मुक्त शुष्क वायु अथवा किसी निष्क्रिय गैस की उपस्थिति में होगा।

3.7.3 हाइड्रोस्टेटिक परीक्षण

3.7.3.1 दबाव परीक्षण को सभी सतहों, वेल्ड्स और जोडों से बनाए जाने वाले विजुअल जांच की अनुमति देने के लिए पर्याप्त समय तक रखा जाना चाहिए। स्टेटिक हेड के कारण अधिक दाब से बचा जाना चाहिए।

3.7.3.2 स्टेशन पाइपिंग का हाइड्रोस्टेटिक परीक्षण मुख्य पाइपलाइन के लिए अलग से किया जाना चाहिए और उसका डिजाइन दाब से 1.25 गुना न्यूनतम दाब जांच के लिए परीक्षण किया जाना चाहिए। दाब जांच को 4 (चार) घंटों की न्यूनतम अवधि के लिए बनाए रखा जाना चाहिए।

3.7.4 न्यूमेटिक परीक्षण

3.7.4.1 प्रणाली में 0.5 कि.ग्रा / सें.मी^{2} के दाब देते हुए रिसाव की जांच करनी चाहिए। दाब को धीरे-धीरे विनिर्दिष्ट जांच दाब के 50% तक बढ़ाया जाएगा और तनाव को बराबर करने के लिए कम से कम 10 मिनट तक रखा जाना चाहिए। विनिर्दिष्ट जांच दाब के 10% तक पहुंचने तक दाब को विभिन्न चरणों में विनिर्दिष्ट दाब तक बढ़ाते रहना चाहिए। तनाव को बराबर करने के लिए प्रत्येक चरण

IndiaCode

में दाब को कम से कम 10 मिनट तक रखना चाहिए। विनिर्दिष्ट जांच दबाव को 1 घंटे के लिए रखा जाना चाहिए। जांच करने के पश्चात दाब को धीरे धीरे छोड़ा जाना चाहिए। पाइपिंग प्रणाली में किसी प्रकार की प्लास्टिक की विकृति अथवा रिसाव नहीं होना चाहिए।

3.7.4.2 भूमि के उपर पाइपलाइनों अथवा पाइपिंग, उपकरण और इंस्ट्रूमेंट इम्पल्स ट्यूबिंग आदि में सभी फ्लैंज्ड जोडों को 3.0 कि.ग्रा./सें.मी^{2} के दाब पर संकुचित दाब अथवा जल के साथ पाइपिंग प्रणाली अथवा उपकरणों की जांच की जानी चाहिए। रिसाव के लिए साबुन के घोल अथवा उपयुक्त डिजिटल गेज, जैसा उपयुक्त हो, से जांच की जानी चाहिए। पाइपलाइन भागों अथवा स्टेशन पाइपिंग के जल परीक्षण के बाद, उक्त भाग से शीघ्र ही पानी निकाल देना चाहिए बशर्ते कि उस भाग में अवरोधक पदार्थ न भरा हो। पानी निकाल देने के बाद उस भाग को पोंछकर साफ किया जाना चाहिए।

3.7.5 परीक्षण के पूरा होने के पश्चात

3.7.5.1 परीक्षण की गई प्रणालियों को जांच रिंग में दबावमुक्त करने के लिए दबावमुक्त वाल्व को खोला जाना चाहिए। दबावमुक्त बनाए जाने के बाद सभी निकास और निचले स्तर पर लगे निकास वाल्वों को खोला जाना चाहिए और प्रणाली से पानी को अच्छी तरह से निकाल देना चाहिए जहां पर जांच का माध्यम जल था। जहां आवश्यक हो, किसी अवशिष्ट अथवा शेष बचे पानी को सुखाने के लिए शुष्क वायु द्वारा ब्लोइंग अथवा दबाव सहित प्रेशराइज्ड एयर शॉक ब्लोइंग का उपयोग किया जाना चाहिए।

3.7.5.2 शुष्क करने की आवश्यकता वाली प्रणालियों को शुष्क तेलमुक्त वायु से जल परीक्षण करने के बाद सुखाया जाना चाहिए। ओसांक का निर्धारण स्थान या उन्नयन और अपेक्षित शुष्कता स्तर के आधार पर किया जाना चाहिए। यदि आउटलेट में ओसांक इनलेट में ओसांक के समान हो तो सुखाना बंद कर देना चाहिए। यदि इसी प्रकार का सूखापन प्राप्त करना हो तो अन्य तरीके (उदाहरण के लिए वैक्यूम द्वारा शुष्क करना) भी प्रयोग किए जा सकते हैं।

3.7.5.3 सुखाने की आवश्यकता को प्रणाली के प्रारम्भिक समय को ध्यान में रखते हुए परिभाषित किया जा सकता है। उत्थापन के 3 माह के बाद, पाइप प्रणाली को पूर्णत:शुष्क रखने तथा नमी के संघनन से बचने के लिए उसे नाइट्रोजन से परिरक्षित किया जाना चाहिए। ऐसी अवधि के दौरान क्षय से बचाने के लिए अन्य उपयुक्त संरक्षण तकनीक अपनाई जानी चाहिए।

3.7.5.4 प्रणाली की पुन: स्थापना जांच प्रक्रिया के अनुसार की जानी चाहिए। जहां स्थायी अथवा अस्थाई छलनियों को हाइड्रोस्टेटिक दाब परीक्षण के लिए इसी स्थान पर रखा गया है, वहां उन्हें जांच के बाद हटाया जाना चाहिए और पुन: स्थापना से पहले अच्छी तरह से साफ किया जाना चाहिए। पाइप और नोजल के सिरों को कैप, प्लग अथवा गास्केट से सीलबंद प्लेट ब्लांइड द्वारा दूसरी सामग्रियों के अंदर आने से पूर्णतया सुरक्षित किया जाना चाहिए। उन्हें अंतिम असेम्बली से पूर्व नहीं हटाया जाना चाहिए। फ्लैंज समानांतरण बनाने और उपकरणों की समानता को पुन:स्थापित करने से पहले जांच की जानी चाहिए। वे सभी लाइन अथवा जोड़, जो दाब परीक्षण में विफल रहे, को मरम्मत के पश्चात उसी प्रक्रिया से पुन: जांच की जानी चाहिए।

3.7.6 परीक्षण स्वीकृति मानदंड

पाइपिंग प्रणाली में किसी प्रकार की प्लास्टिक विरूपता अथवा रिसाव के चिह्न नहीं होने चाहिए।

3.7.7 परीक्षण प्रलेखन

सभी दाब जांच के लिए परीक्षण किए गए पाइप की स्थापन अवधि के दौरान प्रलेखन का पूर्ण रूप से पता चलना चाहिए। प्रलेखन में (i) तारीख, स्थान, लाइन संख्या, परीक्षण दाब, परीक्षण मीडियम और परीक्षण अवधि को विनिर्दिष्ट करते हुए वैध परीक्षण प्रमाण-पत्र (ii) परीक्षण अवधि के दौरान दाब, तापमान और समय को पूर्ण रूप से विनिर्दिष्ट करते हुए परीक्षण रिकार्ड चार्ट, शामिल होगें, किन्तु ये उन तक सीमित नहीं होंगे।

अनुसूची । घ

स्थापना और जांच

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

4.1 पाइपलाइन कवर

4.1.1 पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों को तालिका-3 में विनिर्दिष्ट अनुसार न्यूनतम कवर के साथ जमीन में दबाया जाना चाहिए।

4.1.2 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 करवाई जानी चाहिए।

4.1.3 आरओयू में किसी भी प्रकार की रिहायशी अथवा निर्माण की अनुमति नहीं दी जाएगी। उल्लंघनकर्ता अथवा चूककर्ताओं को पेट्रोलियम एवं खनिज पाइपलाइन (भूमि में प्रयोक्ता के अर्जन का अधिकार) अधिनियम 1962 और इसके संशोधनों के तहत दी गई अनुमति के अनुसार अभियोजना के लिए उत्तरदायी होंगे।

4.2 उत्खनन

4.2.1 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।

4.2.2 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-3: पाइपलाइनों के लिए न्यूनतम कवर आवश्यकता स्थल

IndiaCode

क्र.सं.	स्थान	न्यूनतम कवर[1] (मी)
i.	सामान्य/चट्टानी भूभाग	1.2 (सामान्य) 1.0 (चट्टानी)
ii.	सड़क मार्ग और रेल-सड़क पर नालीदार खाइयां	1.2
iii.	छोटी नदी पार करना, ज्वारीय क्षेत्र और अन्य जलमार्ग (2)	1.5
iv.	प्रमुख नदी क्रॉसिंग (2)	2.0
v.	चट्टानी क्षेत्र सहित नदी	1.5
vi.	लाइन्ड नहर/नाले आदि	1.5
vii.	खांचेदार/बिना खांचेदार सड़क पार करना (3)	1.2
viii.	खांचेदार रेल-सड़क पार करना (3)	1.7

टिप्पणियाँ :

1 कवर को कोटिड पाइप के ऊपर से मृदा की 2 मी. की दूरी आरओयू अथवा आरओडब्ल्यू के ऊपरी अथवा निचली सतह 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।

2 नदी/जलमार्ग, जहां 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 3 में उल्लिखित अनुसार कवर के अतिरिक्त) चट्टानी सतह को छोड़कर उपलब्ध कराया जाएगा।

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

4. 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।

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

4.2.3 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 घटाया जाना चाहिए ताकि इससे निर्माण के दौरान असुरक्षित स्थितियां पैदा न हों। किसी भी स्थिति में न्यूनतम स्पष्ट दूरी 3.0 मीटर से कम नहीं होनी चाहिए। यदि उपयुक्त कैथोडिक सुरक्षा उपायों को सीपी हस्तक्षेप सर्वेक्षण परिणामों के आधार पर कार्यान्वित किया जाता है तो निरपवाद मामलो में इसे तीन मीटर से कम किए जाने की अनुमति दी जानी चाहिए। 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 या अंग्रेजी) चेतावनी संकेत लगाए जाने चाहिए।

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

4.2.5 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-3 में विनिर्दिष्ट अनुसार कम से कम 300 मी.मी. का कवर या आरसीसी स्लैब सहित ऊंची पाइप दीवार मोटाई/सुरक्षा तथा अन्य मिटिगेशन उपाय जैसी विशेष सुरक्षा उपलब्ध कराई जाए। आरओयू अथवा आरओडब्ल्यू के भीतर किसी भी रूप में रिहायशी इकाई अथवा स्थाई संरचना की अनुमति नहीं दी जाएगी।

4.3 क्रासिंग

4.3.1 जहां तक संभव हो पाइपलाइन को दाएं कोण पर मौजूदा केन्द्र को पार करना चाहिए। क्रासिंग के दोनों ओर उपलब्ध कराए गए टर्निंग प्वाइंट (टीपी) 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-3 के अनुसार होना चाहिए।

4.3.2 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 कीउपयुक्त सैक्रिफिसियल एनोड्स या इम्प्रैस्ड करेंट कैथोडिक प्रोटेक्शन 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।

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

4.4 उपयोगिताओं की क्रासिंग

4.4.1 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 या उपर बिछाया जाना चाहिए। जहाँ ऊपर उल्लिखित अनुमोदन प्राप्त

करना संभव न हो, वहां विशेष अभिकल्प और निर्माण का इस्तेमाल करना चाहिए। मौजूदा पाइपलाइन को निर्माण कार्यकलापों के दौरान और बाद में उचित रूप से समर्थन दिया जाना चाहिए।

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

4.4.3 जब तक विद्युत दोष करेंट हस्तक्षेप का उपशमन करने की सुविधाएं प्रदान नहीं कर दी जातीं तब तक पाइपलाइन और विद्युत पारेषण लाइनों की आधार पर सुविधाओं के बीच विद्युत दोष वर्तमान हस्तक्षेप से बचने की व्यापक दूरी को बनाए रखा जाना चाहिए।

4.4.4 मिटिगेशन सुविधाओं के प्रदान होने तक पाइपलाइन और पारेषण टॉवर फुटिंग्स के बीच न्यूनतम 3 मीटर की दूरी को बनाए रखा जाना चाहिए।

4.5 कोल्ड फील्ड बेंड्स

4.5.1 कोल्ड फील्ड बेंड्स का व्यास तालिका-2, अनुसूची 1क 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।

4.5.2 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 कप पिग होने चाहिए जो 300 मी.मी. से कम या पाइप सामान्य व्यास, जो भी बड़ा हो, की दूरी पर नहीं होने चाहिए।

4.5.3 लॉन्गिट्युडनल वेल्ड्स वाले पाइपों को इस तरह से मोड़ा जाना चाहिए कि बेंड के तटस्थ अक्ष के जरिए गुजरने वाले प्लेन में होना चाहिए। घुमावदार वेल्डेड पाइपों के लिए यह आवश्यकता लागू नहीं होगी।

4.5.4 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।

4.6 नीचे उतारना

4.6.1 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।

4.6.2 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।

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

4.6.4 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 को डिटेक्ट करने 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।

4.7 वापस भराई

4.7.1 पाइप को नीचे खाई में डालने के पश्चात तत्काल यथा संभव भराई की जानी चाहिए।

4.7.2 खाई खोदने से निकली मिट्टी का भराई के लिए इस्तेमाल किया जाना चाहिए जब तक कि ऐसा करना उपयुक्त न हो। भराई सामग्री में असंगतसामग्री नहीं होनी चाहिए।

4.7.3 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।

4.7.4 भराई के दौरान अपक्षरण 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।

4.8 पाइपलाइन मार्कर

4.8.1 पाइपलाइन की उपस्थिति दर्शाने के लिए ज्यादातर 1 कि.मी. के अंतर पर पाइपलाइन मार्ग पर पाइपलाइन मार्कर और श्रृंखला उपलब्ध करवाई जानी चाहिए। मार्कर राजमार्गों (एनएच या 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।

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

4.9 पाइपलाइन की सफाई

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

4.9.2 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 से बनी होनी चाहिए।

4.10 निर्माण के बाद परीक्षण

4.10.1 परीक्षण

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

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

4.10.1.3 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।

4.10.1.4 परीक्षण माध्यम के रूप में पानी का इस्तेमाल किया जाएगा। जहां आवश्यकता हो, परीक्षण जल को अपेक्षित मात्रा में कोरोजन इन्हिबिटर्स और ऑक्सीजन स्केवेंजर्स को पानी की गुणवत्ता के आधार पर डाला जाना चाहिए।

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

4.10.2 परीक्षण दबाव और अवधि

4.10.2.1 पाइपलाइन

(i) पाइपलाइन के साथ-साथ किसी बिंदु पर न्यूनतम परीक्षण दबाव आंतरिक अभिकल्प दबाव का कम से कम 1.25 गुणा होना चाहिए।

(ii) अधिकतम परीक्षण दबाव मिल परीक्षण दबाव से अधिक नहीं होगा या परीक्षण खण्ड में न्यूनतम दीवार मोटाई पर आधारित पाइप सामग्री स्पेसिफाइड न्युनतम यील्ड स्ट्रेंथ (एसएमवाईएस) के 95 प्रतिशत के बराबर हूप दबाव पैदा करने के लिए अपेक्षित दबाव है। इसके बावजूद, पाइपलाइन की 1.25 गुना डिजाइन दबाव के न्यूनतम जांच दबाव पर जांच की जाएगी।

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

(iv) शाखा पाइप के साथ मुख्य लाइन वाल्व की स्थापना के पूर्व दबाव जांच की जाएगी और पाइपलाइन के सफलतापूर्वक दबाव जांच के पश्चात ही उसकी स्थापना की जाएगी।

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

4.10.2.2 स्वीकार्य दबाव विविधता

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।

4.10.2.3 भूमि से ऊपर स्टेशन पाइप

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

(ii) स्टेशन पाइपिंग की 1.25 बार अभिकल्प दबाव के न्यूनतम परीक्षण दाब पर जांच की जानी चाहिए।

(iii) परीक्षण दबाव को चार (4) घंटे की अवधि के लिए बनाए रखा जाना चाहिए।

4.10.3 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। पानी निकालने के पश्चात पाइपलाइन के भाग की सा-सफाई की जाती है तथा पानी को हटाने के लिए स्टेशन पाइपिंग को संपीड़ित वायु द्वारा उड़ाया जाता है।

4.10.4 ज्यामितीय सर्वेक्षण

4.10.4.1 सर्वेक्षण से इलेक्ट्रॉनिक जियोमैट्रिक पिग्स (ईजीपी) का इस्तेमाल करके पाइपलाइन जयामितीय की स्थापना निम्नलिखित कार्यकलापों की समाप्ति और स्वीकृति होने के बाद की जाएगी:

क. गेजिंग और सफाई

ख. हाइड्रो परीक्षण

ग. मेनलाइन या खण्ड-वार वाल्व स्टेशन की स्थापना

घ. सभी टाई-इन्स

ड. पाइपलाइन की सभी यांत्रिक सुविधाओं को पूरा करना

4.10.4.2 चुंबकीय क्लीनिंग पिग्स, पाइपलाइन की पर्याप्त स्वच्छता सुनिश्चित करने के लिए प्रेरित करेगी। चुंबकीय क्लीनिंग पिंग और प्रत्येक क्लीनिंग रन पाइपलाइन के पर्याप्त आंतरिक सफाई के लिए उपयुक्त होगा। चुंबकीय सफाई के साथ अनुमेय लोहे का मलबा 5 किग्रा/100 कि.मी से अधिक नहीं होना चाहिए।

4.10.4.3 यदि मलबा इस मात्रा से अधिक होता है, तो उपर्युक्त सीमा के पहुंचने तक इसे अनेक बार करने की आवश्यकता होगी।

4.10.5 पाइपलाइन का परिरक्षण

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

4.10.5.2 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।

4.10.6 कमीशनिंग

4.10.6.1 कमीशनिंग 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।

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

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

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

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

i. कमीशनिंग प्रक्रिया होनी चाहिए।

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

IndiaCode

iii. भूमि से ऊपर पाइपिंग या फ्लेंजड जोड़ों के निम्न दबाव रिसाव जांच को पूरा किया जाना चाहिए।

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

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

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

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

viii. कमीशनिंग के लिए प्रशिक्षित और अनुभवी कार्मिक उपलब्ध या तैनात होते हैं।

4.11 दस्तावेज

एएसएमई बी31.4 में उल्लिखित ब्यौरे के अलावा, पाइपलाइन मालिक को निम्नलिखित रिकार्ड या 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 सहित 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. साफ-सफाई रिकार्ड

xiv. कमीशनिंग रिपोर्टें

xv. गैर-अनुपालन/विचलन रिपोर्टें

xvi. निरीक्षण का अंशशोधन रिकार्ड, माप और मीटरिंग और जांच उपकरण

xvii. लेखा-परीक्षा अनुपालन रिपोर्टें

xviii. सांविधिक अनुमोदन

xix. अनुमोदित ड्राइंग या दस्तावेज

xx. प्रासंगिक मानक व दिशा-निर्देश

xxi. उपकरण और प्रचालन नियमावली

IndiaCode

अनुसूची- 1ड.

संक्षारण नियंत्रण

5.1 सामान्य

इस खण्ड में तरल हाइड्रोकार्बन सेवाओं के लिए प्रयुक्त खुली, भूमिगत और जलमग्न स्टील पाइपलाइनों के डिजाइन, निर्माण, प्रचालन और रखरखाव के दौरान बाहरी संक्षारण के नियंत्रण के लिए न्यूनतम आवश्यकताओं और प्रक्रियाओं का निर्धारण किया गया है। सभी ऑपरेटर इन विनियमों की आवश्यकता का पालन करने के लिए संक्षारण नियंत्रण कार्यक्रम की स्थापना करेंगे, जब तक यह प्रदर्शित नहीं हो जाता कि प्रचालन कंपनी के संक्षारण नियंत्रण कार्यक्रम के परिणाम इस खण्ड के परिणामों को पूरा न कर लें या उससे बढ़ न जाएं।

5.2 बाहरी संक्षारण (नई पाइपलाइनें)

5.2.1 बाहरी कोटिंग

5.2.1.1 भूमिगत सभी पाइपलाइनों पर बाहर से जंग लगने से बचाने के पहले उपाय के रूप में बाहर से कोटिंग की जाएगी। वेल्डिंग के जोड़ या पैच आदि पट्टी पर फील्ड कोटिंग सहित बाहरी कोटिंग का चयन सेवा पर्यावरण (मृदा प्रकार आदि), हैण्डलिंग, शिपिंग, भण्डारण और कैथोडिक सुरक्षा आवश्यकता पर उचित विचार-विमर्श करने के बाद किया जाएगा।

5.2.1.2 कोटिंग से निम्नलिखित गुण पूरे होने चाहिए:

i. पाइप की सतह और पर्यावरण के बीच अच्छा विद्युतीय इंसुलेशन उपलब्ध कराने के लिए कोटिंग की अच्छी ड्राइइलेक्ट्रिक सुदृढ़ता होनी चाहिए।

ii. कोटिंग में आर्द्रता के पारेषण के लिए पर्याप्त प्रतिरोधक क्षमता होनी चाहिए।

iii. कोटिंग में दरार पड़ने को रोकने के लिए पर्याप्त तन्यता होनी चाहिए।

iv. कोटिंग में सामान्य रखरखाव, भण्डारण, नीचे करने, मिट्टी का दबाव सहने आदि के लिए अच्छी यांत्रिक सुदृढ़ता होनी चाहिए।

v. कोटिंग रासायनिक डिग्रेडेशन, डिस्बॉन्ड्मेंट, इलेक्ट्रिकल रेसिस्टिविटी में परिवर्तन आदि के लिए समय के साथ प्रतिरोधी होनी चाहिए।

vi. कोटिंग कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली और क्षेत्रीय संयुक्त कोटिंग या पैच के अनुरूप होनी चाहिए।

vii. कोटिंग में अनुप्रयोग के दौरान न्यूनतम दोष सहित अच्छी तरह चिपकाने के गुण होने चाहिए।

5.2.1.3 एनपीएस 2 इंच और उससे ऊपर के आकार की भूमिगत कार्बन स्टील पाइपलाइनों के लिए, 3 परत वाली पोलीथाइलीन या फ्यूजन बॉन्डेड एपोक्सी या चारकोल एनेमल कोटिंग करने की संस्तुति की जाती है। सभी भूमिगत जोड़ और फिटिंग, फील्ड ज्वाइंट आदि को हीट श्रिंक स्लीवस या दो परत वाली उच्च निर्माण तरल ईपोक्सी कोटिंग की परत चढ़ाई जानी चाहिए जिसमें कम से कम डीएफटी 450 माइक्रोन या अन्य किसी प्रकार की उपुयक्त कोटिंग होनी चाहिए। गर्म पाइपलाइनों के लिए कोटिंग प्रणालियों का उपयुक्त रूप से डिजाइन बनाया जाना चाहिए।

5.2.1.4 बाहरी कोटिंग को मिल और फील्ड में स्थापित प्रक्रिया के अनुसार और इस प्रकार से किया जाना चाहिए जिससे पाइप पर प्रभावी जोड़ सुनिश्चित हो और उसमें खाली स्थान, दरारें आदि न हों।

5.2.1.5 परत चढ़ाए जाने से पूर्व पाइप की सतह को जंग, पपड़ी, नमी, गंदगी, तेल, रोगन और वार्निश जैसी हानिकारक सामग्री से मुक्त कर लेनी चाहिए। पाइप की सतह पर फील्ड में परत चढ़ाने से पहले उसका निरीक्षण और उसे तैयार किया जाना चाहिए (उभारों को हटाया जाना चाहिए और सतह को अपेक्षित सतह की फिनिश या खुरदरापन होने से बचाया जाए) ताकि किसी विषमता से बचा जा सके जो कि उभारदार तथा परत चढ़ाने में उसे क्षतिग्रस्त कर सकता है।

5.2.1.6 खाई में पाइप की स्थापना से पूर्व, बाहरी परत को ऊपर से देखकर और कोटिंग होलिडे डिटेक्टर के जरिए जांच की जानी चाहिए। कोटिंग में दोष या क्षति, जो बाहरी क्षरण नियंत्रण की प्रभावकारिता में सुधार कर सकते हैं, की कंपेटिबल फील्ड कोटिंग से मरम्मत की जाएगी।

5.2.1.7 कोटिंग को किसी नुकसान से बचाने के लिए पाइप के रखरखाव, भण्डारण और बिछाए जाने के दौरान सावधानी बरती जानी चाहिए। इसे परिवहन, भण्डारण और उचित पैड, स्लिंग और रोलर या क्रेडल का प्रयोग करके सावधानीपूर्वक बिछाने के दौरान न्यूनतम किया जा सकता है।

5.2.1.8 सभी खुले में बिछाई गई पाइपिंग या पाइपलाइनें बाहरी सतह को उपयुक्त परत चढ़ाकर या रंग या जैकट आदि का प्रयोग करके बाहर से जंग लगने से बचाया जाना चाहिए। सतही तैयारी ऐसे रंग या कोटिंग के अनुरूप होनी चाहिए और इसे विनिर्माता के अनुदेशों और दिशा-निर्देशों के अनुसार लागू किया जाना चाहिए।

5.2.2 कैथोडिक सुरक्षा (सीपी)

5.2.2.1 सभी भूमिगत पाइपलाइनों को बाहरी कोटिंग सहित स्थायी कैथोडिक सुरक्षा के जरिए संरक्षित किया जाएगा, जब तक कि यह प्रदर्शित नहीं हो जाता कि स्थापित सुविधा सीमित सेवा आयु के लिए है और इसका उस सीमा तक क्षरण नहीं होगा जिससे कि ऐसी अवधि के दौरान जनता और पर्यावरण को कोई नुकसान न पहुंचे।

5.2.2.2 निर्माण अवधि के दौरान, अस्थायी कैथोडिक सुरक्षा तब तक उपलब्ध कराई जाएगी जब तक स्थायी कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली स्थापित नहीं हो जाती। अस्थायी कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली को विशेषकर पाइपलाइन या प्रमुख पाइपलाइन बिछाने या स्थापना कार्य की गति को ध्यान में रखते हुए स्थापित किया जाएगा और इसकी समय-समय पर निगरानी की जाएगी।

5.2.2.3 स्थायी कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली की स्थापना पाइपलाइन प्रणाली उत्थापन पूर्ण होने के एक वर्ष के अंदर की जाएगी।

5.2.2.4 कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली का अभिकल्पन और प्रचालन इस ढंग से किया जाएगा कि यह एनएसीई एसपी 0169 या बीआईएस 8062-2006 में उल्लिखित कैथोडिक पोलेराइजेशन के लिए एक या अधिक मापदण्ड को पूरा करेगा।

5.2.2.5 अभिकल्पन और स्थापना लागू कोड, मानकों और प्रथाओं के अनुसार सक्षम या अनुभवी व्यक्ति द्वारा की जाएगी जिसमें इसके जीवन काल के दौरान सुरक्षित स्थापना और प्रचालन सुनिश्चित करने के लिए पाइप की बाहरी कोटिंग, मृदा प्रतिरोधकता आदि पर विचार किया जा सके।

5.2.2.6 कैथोलिक सुरक्षा प्रणाली की डिजाइन आयु पाइपलाइन प्रणाली के लाइफ के अनुरूप होना चाहिए। तथापि, यदि आवश्यकता हो, तो प्रणाली या मापदण्डों में वृद्धि को निष्पादन परिणामों के आधार पर किया जाना चाहिए।

5.2.2.7 जहां कैथोडिक सुरक्षा निष्प्रभावी हो, वहां विशेष स्थितियां जैसे तापमान का बढ़ना, परत का उखड़ना, जीवाणु आक्रमण, शिल्डिंग, इलेक्ट्रोलाइट आदि में असमान्य संदूषण उत्पन्न हो सकता है। विशेष स्थिति में विचलन हो सकता है, बशर्ते कि ऑपरेटर इन विनियमों में प्राप्त उद्देश्यों को प्रदर्शित करने में सक्षम हो।

5.2.3 विद्युत पृथकता

5.2.3.1 प्रभावी कैथोडिक सुरक्षा के लिए पाइपलाइन के ऊपरी और भूमिगत जंक्शन के बीच, मालिकाना परिवर्तन होने पर, हस्तक्षेप स्थल आदि जैसे स्थलों में पृथक करने वाले उपकरण जैसे फ्लैंज या काउपलिंग असेंबली या प्रि-फैब्रिकेटेड इंसुलेटिंग उपकरण स्थलों पर लगाए जाएं।

5.2.3.2 संक्षारण नियंत्रण स्थापित करने के लिए पाइपलाइन प्रणालियों को बिजली से बचाने हेतु जहां इंस्युलेटिंग उपकरण लगाए जाते हैं तो उसमें तापमान, दाब और बिजली से बचाने के गुण होने चाहिए यह पाइपों से जा रही तरल हाइड्रोकार्बन 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।

5.2.3.3 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 उपयुक्त अतिरिक्त संक्षारण सुरक्षा उपायों पर विचार किया जाना चाहिए।

5.2.3.4 इंसुलेटिंग उपकरणों को बिजली गिरने या आसपास बिजली की लाइन में भूमिगत दोष होने के कारण वोल्टेज बढ़ने से बचाया जाना चाहिए। ऐसी सुरक्षा को इंसुलेटिंग जोड़ों या अन्य उपयुक्त भूमिगत तकनीक आदि में सर्ज डॉयवर्टर या ग्राउंडिंग सेल उपलब्ध करवाकर प्राप्त किया जा सकता है।

5.2.4 बिजली का कनेक्शन और निगरानी बिंदु

5.2.4.1 कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली की पर्याप्तता की जांच करने के लिए पाइपलाइन मार्ग पर पर्याप्त जांच स्टेशन उपलब्ध कराए जाएंगे। इनमें अनिवार्य रूप से जल या रेल या सड़क क्रासिंग, केस्ड स्थापनाएं, सीपी स्रोत स्थल, स्ट्रे करेंट एरिया आदि स्थल शामिल हैं।

5.2.4.2 इलेक्ट्रिकल लीड को थर्मिट वेल्डिंग या पिन ब्रेजिंग के जरिए पाइपलाइन से जोड़ा जाना चाहिए। जब दबावयुक्त पाइपलाइनों पर इलेक्ट्रिकल लीड स्थापना के लिए थर्मिट वेल्डिंग प्रक्रिया का प्रयोग किया जाता है तो उठान वेल्डिंग तापमान पर सामग्री की मजबूती के घटने के कारण स्थापना के दौरान पाइपलाइन की संभावित खराबी होने से बचने के लिए सावधानी बरती जानी चाहिए।

5.2.5 विद्युत हस्तक्षेप

डीसी ट्रैक्शन, एचवीडीसी ट्रांसमिशन, अन्य बाह्य पाइपलाइन या धातु निर्मित उपस्थिति आदि के कारण हस्तक्षेप स्थलों के लिए सुरक्षात्मक उपायों के अलावा निम्नलिखित की वजह से विद्युतीय हस्तक्षेप पर कैथोडिक सुरक्षा डिजाइन पर भी विचार किया जाना चाहिए।

5.2.5.1 दोषपूर्ण करंट

(i) दोषपूर्ण करंट होने पर हस्तक्षेप करने पर विचार किया जाएगा। आकाशीय बिजली अथवा विद्युत सुविधाएं खराबी के कारण होने वाले दोषपूर्ण करंट से परत तथा पाइप और कार्मिकों को बहुत अधिक क्षति हो सकती है। जहां-कहीं पाइपलाइन अथवा मेन पाइप बिजली प्रवाहित करने मे ढांचों, सब-स्टेशनों, सृजन क्षेत्रों अथवा अन्य सुविधाओं के नज़दीक उच्च शार्ट सर्किट वाले तथा भूमिगत नेटवर्क ले जाने वाले ढांचे होंगे, वहां पर ऐसी प्रतिकूल स्थितियां उत्पन्न हो सकती हैं।

(ii) जहां पर दबी हुई पाइपलाइन्स अथवा मेन लाइन भूमिगत सुविधाओं के निकट होंगी, वहां पर इन फॉल्ट करंट्स 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।

5.2.5.2 उत्प्रेरित संभावित हस्तक्षेप

(i) 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 लाइन पर ऐसी करंट की संभावना बनी हुई हे या बनेगी तो ऐसे उपकरण लगाए जाएंगे जिनसे ऐसी संभावना गैर-हानिकारक स्तर तक बनी रहे।

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

(iii) स्थायी सीपी प्रणाली की स्थापना के बाद, किसी संभावित हस्तक्षेप करंट पिक-अप और पाइपलाइन पर डिस्चार्ज स्थल का पता लगाने के लिए एक वर्ष के अंदर विद्युत हस्तक्षेप सर्वेक्षण कराया जाना चाहिए ताकि तदनुसार पाइपलाइन के लिए पर्याप्त हस्तक्षेप को कम करने के उपाय किए जा सकें।

(iv) कैथोडिक रूप से संरक्षित मौजूदा बाह्य पाइपलाइनों के समानांतर या निकट स्थापित पाइपलाइनों, ओवरहेड एसी इलेक्ट्रिक ट्रांसमिशन लाइन या डीसी रेल ट्रैक्शन या स्विचिंग यार्ड को स्ट्रे करंट से बचाया जाना चाहिए। इस प्रकार के इंटरफेयरेंस मिटिगेशन के लिए सुरक्षात्मक उपाय जैसे धातु का जोड़, बढ़ा हुआ सुरक्षा करंट, अनुपूरक कोटिंग, विद्युत पृथकता, बिजली पैदा करने वाले एनोड्स, डि-काउपलिंग उपकरण जैसे पोलेराइजेशन सेल या अन्य कोई उपयुक्त पद्धति अपनाई जानी चाहिए।

(v) पाइपलाइन को बिजली पारेषक टॉवर फुटिंग, ग्राउंड केबल आदि के निकट स्थापित किया जाता है, बिजली गिरने या दोषपूर्ण करंट से बचने के लिए एनएसीई-आरपी-01-77 के अनुसार सुरक्षा उपकरण लगाए जाने चाहिए।

(vi) एचटी पॉवर लाइनों के निकट पाइपलाइन बिछाते समय निर्माण के दौरान यह सावधानी बरती जानी चाहिए कि क्षमता काउपलिंग से उत्पन्न वैकल्पिक करंट लगने के संभावित प्रभावों को न्यूनतम किया जा सके।

(vii) एनोड बेड पाइपलाइन से दूर स्थित होने चाहिए जिससे मौजूदा भूमिगत धातु ढांचों से एनोड संभावित ग्रेडिएंट क्षेत्र में न्यूनतम हस्तक्षेप हो। एनोड बेड का स्थान फील्ड पर बाहरी रूप से पहचाना जाना चाहिए और निर्मित ड्राइंग के रूप में इसे उचित प्रकार से चिह्नित भी किया जाना चाहिए।

(viii) आकाशीय बिजली गिरने या विद्युत प्रचालन की अव्यवस्थित स्थितियों से उत्पन्न दोषपूर्ण करंट से कोटिंग और पाइप वॉल और कार्मिक को गंभीर क्षति पहुंच सकती है। ऐसे प्रतिकूल प्रभाव वहां हो सकते हैं जहां कोई पाइपलाइन बिजली पारेषण लाइन अवसंरचना, सब-स्टेशनों, उत्पादक स्टेशनों या अन्य सुविधा केन्द्रों के निकट हो, जिनमें उच्च शार्ट सर्किट करंट ले जाने वाले भूमिगत नेटवर्क हों।

जहां-कहीं पाइपलाइनें और मेन अलग-अलग हों, वहां बिंदुओं के मिलने पर इलेक्ट्रिकल बोंडिंग लगाई जानी चाहिए।

(ix) अतिरिक्त शॉर्टिंग लिंक मैटेलिक फ्लेंज ज्वाइंट उपलब्ध कराना अपेक्षित नहीं है। तथापि, किसी फ्लेंज जोड़ को खोलने से पहले बिजली की निरंतरता बनाए रखना सुनिश्चित किया जाना चाहिए। फ्लेंज ज्वाइंट को खोलने से पहले फ्लेंज में एक फ्लेक्सिबल केबल को फ्लेक्स को खोलने के दौरान बिजली की किसी चिंगारी के उत्पन्न होने से बचने के लिए फ्लेंज के बाद और पहले के खण्ड पर किन्हीं दो बिंदुओं को जोड़ते हुए फ्लेंज में एक फ्लेक्सिबल केबल क्रोक्रोडाइल क्लिप द्वारा या (खोली जाने वाले फ्लेंज के पहले और बाद के खण्ड के बोल्ट के तार द्वारा लगाकर) जोड़ी जानी चाहिए।

(x) बिजली इंटरफेयरेंस मिटिगेशन के उपायों की स्थापना के बाद उपायों की प्रभावकारिता का पता लगाने के लिए पुन: हस्तक्षेप सर्वेक्षण कराया जाना चाहिए।

5.3 मौजूदा स्थापनाएं

बीआईएस 8062 या एनएसीई एसटीडी एसपी 0169 में कैथोडिक पोलोराइजेशन के लिए विनिर्दिष्ट एक या अधिक मापदण्ड के अनुसार सभी भूमिगत पाइपलाइन के लिए कैथोडिक सुरक्षा स्तर बनाए रखा जाना चाहिए।

फीडर बिजली प्रणाली के खराब होने या मेन के अस्थायी रूप से आउट ऑफ सर्विस होने के कारण कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली को किसी भूमिगत पाइपलाइन पर भी बनाए रखा जाना चाहिए।

5.4 अपक्षय कार्यक्रम की प्रभावकारिता की निगरानी

5.4.1 अपक्षय कार्यक्रम की प्रभावकारिता का प्रतिवर्ष मूल्यांकन किया जाना चाहिए और स्थिति को दुरुस्त करने के लिए उपयुक्त मिटिगेशन या सुधारात्मक कार्रवाई की जानी चाहिए।

5.4.2 निष्पादन निगरानी का मूल्यांकन करने के लिए निम्नलिखित रिकार्डों पर विचार किया जाना चाहिए:

i. रिसाव का समस्त पिछला रिकार्ड तथा ऐसे रिसावों के कारण के लिए रिसाव सर्वेक्षण रिकार्ड।

ii. कैथोडिक सुरक्षा के निरीक्षण सर्वेक्षण के मृदा संभावित सभी ऑन या ऑन-ऑफ पाइप से मृदा क्षमता (पीएसपी) रिकार्ड।

iii. सीपी रेक्टिफायर (सीपीटीआर या सीपीपीएसएम) यूनिटों का मापदण्ड और पाइपलाइन का वर्तमान घनत्व।

iv. बाहरी कोटिंग सर्वेक्षण,पीयरसन सर्वेक्षण या प्रत्यक्ष करंट वोल्टेज ग्रेडिएंट (डीसीवीजी) या गहन इंटरवल संभावित लोगिंग (सीआईपीएल) सर्वेक्षण या करंट क्षीण होने की जांच (सीएटी) रिकार्ड।

v. डीसी या एसी हस्तक्षेप सर्वेक्षण रिकार्ड।

vi. बाहरी अपक्षय और/या कोटिंग दोष संकेतकों के लिए इंटेलिजेंट पिगिंग रिकार्ड।

vii. विगत में कराई गई कोई मरम्मत या मिटिगेशन ।

viii. यदि संक्षारण कूपन लगाए गए हैं तो संक्षारण की दर हेतु पाइपलाइन मोटाई की निगरानी का मूल्यांकन।

5.4.3 मिटिगेशन उपाय पाए गए संकेतक पर आधारित हैं जो निम्नलिखित तक सीमित नहीं हैं:

i. कैथोडिक सुरक्षा सुविधा को बढ़ाना।

ii. बाहरी कोटिंग की मरम्मत या प्रतिस्थापन

iii. हस्तक्षेप तथा अन्य स्थलों पर बिजली की पृथकता

iv. स्ट्रे करंट नियंत्रण

v. इंटरफेयरेंस मिटिगेशन

vi. अन्य कोई उपाय

5.4.4 जब कोई मिटिगेशन उपाय किसी धातु हानि को स्वीकार्य स्तर पर पर्याप्त रूप से नियंत्रण करने के लिए प्रभावी न हो, वहां खण्ड को बदला जाना चाहिए और उपयुक्त रूप से संरक्षित किया जाना चाहिए।

IndiaCode

5.5 रिकार्ड

पाइपलाइन कंपनी संक्षारण नियंत्रण से संबंधित निम्नलिखित रिकार्डों या दस्तावेजों को भी बनाए रखेगा:

i. कैथोडिक सुरक्षा डिजाइन दस्तावेज

ii. मृदा प्रतिरोधकता सर्वेक्षण रिपोर्ट

iii. विद्युत इंटर्फेरेंस रिपोर्ट और स्थल सहित उपचार उपाय का ब्यौरा

iv. निरीक्षण और रखरखाव रिपोर्टें

v. सामग्री प्रमाणीकरण जिसमें आयाम, धातु विज्ञान, कार्य-निष्पादन और संचालन रिपोर्ट शामिल है।

vi. सामग्री जांच की रिपोर्टें।

vii. अनुमोदित ड्राइंग और दस्तावेज

viii. वेल्डर की अर्हता, वेल्डिंग के जोड़ों तथा परीक्षण के सभी रिकार्ड रखे जाने चाहिए।

अनुसूची 1च

प्रचालन और रखरखाव

6.1 सामान्य

6.1.1 कंपनी में प्राप्त अनुभव और विशेषज्ञता के आधार पर प्रत्येक पाइपलाइन इकाई के लिए एक विस्तृत "मानक प्रचालन प्रक्रिया" (एसओपी) तथा उपलब्ध कराई गई सुविधाओं के प्रकार और स्थितियां, जिन्हें पर्याप्त सुरक्षा से संचालित किया जाता है, विकसित किया जाना आवश्यक होता है।

6.1.2 एसओपी में निर्धारित प्रक्रिया एक मार्गदर्शिका के रूप में कार्य करेगी, लेकिन यह व्यक्ति या प्रचालन कंपनी को परिस्थितियों या स्थिति के आधार पर कार्रवाई करने की जिम्मेदारी से मुक्त नहीं करती।

6.1.3 जहां हाइड्रोकार्बन मौजूद है वहां सभी कार्य क्षेत्रों और प्रचालन सुविधाओं में वैयक्तिक प्रयोग के लिए उपयुक्त सुरक्षा उपकरण उपलब्ध कराए जाने चाहिए। ऐसे सुरक्षा उपकरणों में कम से कम निम्नलिखित शामिल होने चाहिए:

i. टाईट फिटिंग चश्मा या पूरे चेहरे को ढकने की शिल्ड;

ii. सुरक्षात्मक दस्ताने

iii. सुरक्षात्मक बूट;

iv. सुरक्षात्मक पेंट और जैकेट या बॉयलर सूट;

v. महत्वपूर्ण स्थलों पर साफ बहते पानी तक शॉवर और आई शॉवर तक आसान पहुंच;

vi. सुरक्षा हेलमेट।

6.1.4 सुरक्षात्मक कपड़े, सूती परिधान या अन्य ऐंटीस्टेटिक सामग्री के होने चाहिए।

6.2 प्रचालन प्रक्रियाएं या नियमावली

प्रत्येक प्रचालन कंपनी व्यापक मानक प्रचालन प्रक्रिया (एसओपी) का विकास करेगी जिसमें निम्नलिखित शामिल होंगे जो इन तक ही सीमित नहीं होंगे:

i. प्रणाली विवरण

ii. प्रचालन सेट (ट्रिप या अलार्म) प्वाइंट

iii. प्रारंभिक स्टार्ट अप

iv. सामान्य प्रचालन

IndiaCode

v. सामान्य शटडाउन प्रक्रिया

vi. स्थितियां जिसके अंतर्गत आपात शटडाउन अपेक्षित होता है।

vii. आपात शटडाउन (ईएसडी) प्रक्रिया, जिसमें ईएसडी उत्पन्न होने वाली स्थितियां शामिल हैं।

6.3 प्रचालन अनुदेशों का प्रदर्शन

6.3.1 प्रचालन अनुदेश, आपात शटडाउन (ईएसडी) प्रक्रिया, ईएसडी ट्रिप का सार तथा दबाव को प्रदर्शित या संबंधित नियंत्रण कक्ष में पहले से उपलब्ध किया जाना चाहिए और सभी महत्वपूर्ण प्रचालन उपकरणों के निकट होना चाहिए।

6.3.2 यदि पाइपिंग प्रणाली को मरम्मत या प्रतिस्थापन के एवज में न्यून प्रचालन दबाव में रखा जाता है तो नए एमएओपी को नियंत्रण कक्ष में उपयुक्त स्थल पर मुख्यत: निर्धारित और प्रदर्शित किया जाना चाहिए।

6.4 प्रबंधन परिवर्तन

प्रचालन पद्धति की योजनाओं और प्रक्रियाओं में समय-समय पर संशोधन करना क्योंकि अनुभव प्रबंधन परिवर्तन (एमओसी) दस्तावेज के जरिए प्रचालन स्थितियों में निर्देश देता है और प्रचालन स्थितियों में परिवर्तन करता है। यह दस्तावेज पर स्थलों में प्रतियों सहित मुख्यालय में क्रमिक रूप से संख्या लिखी जानी चाहिए। एमओसी में प्रचालन स्थितियों के परिवर्तन के कारणों या औचित्य तथा उससे उत्पन्न लाभ शामिल होना चाहिए। परिवर्तन के पूरा होने पर "निर्मित अनुसार" ड्राइंग में संशोधन करके तथा लागू अनुसार एमओसी के एसओपी में किए गए परिवर्तन किए जाने चाहिए।

6.5 प्रचालन दबाव

6.5.1 यह सुनिश्चित करने के लिए सावधानी बरती जानी चाहिए कि पाइपिंग प्रणाली में किसी बिंदु पर अधितकतम स्थिर शीर्ष दबाव आंतरिक डिजाइन दबाव तथा विनिर्दिष्ट अनुसार प्रयुक्त घटक के लिए दबाव रेटिंग से अधिक नहीं होना चाहिए और सर्ज तथा सामान्य प्रचालन से अन्य उतार-चढ़ाव के कारण दबाव में वृद्धि का स्तर पाइपिंग प्रणाली और उपकरण में किसी भी समय आंतरिक डिजाइन दबाव से 10% से अधिक नहीं बढ़ना चाहिए।

6.5.2 यदि कोई पाइपिंग प्रणाली मरम्मत या प्रतिस्थापन के एवज में न्यून प्रचालन दबाव से कम हो जाती है तो नई अधिकतम स्थिर अवस्था प्रचालन दबाव निर्धारित किया जाएगा।

6.5.3 बंद या अतिक्रमित मानकों या विशिष्टियों के अंतर्गत उत्पादित सामग्रियों का इस्तेमाल करने की मौजूदा प्रणालियों के लिए, आंतरिक दबाव को मूल निर्माण के समय लागू कोड या विशिष्टि जारी करने में सूचीबद्ध अनुमेय दबाव और डिजाइन का प्रयोग करने के लिए निर्धारित करना चाहिए।

6.6 संचार

सामान्य और आपात स्थितियों दोनों के अंतर्गत सुरक्षित पाइपलाइन प्रचालन सुनिश्चित करने के लिए एक समर्पित संचार सुविधा बनाई रखी जानी चाहिए। इसके अलावा, आपातकाल में सुरक्षित प्रचालन सुनिश्चित करने और सामान्य संचार के टूटने पर बैक-अप संचार लिंक उपलब्ध होना चाहिए।

6.7 आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी)

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड [(आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी)] विनियम, 2010 के अनुसार एक व्यापक ईआरडीएमपी विकसित की जानी चाहिए। पाइपलाइन और स्टेशन विशेष के लिए ईआरडीएमपी की प्रतियों को आवश्यक नक्शों और रिकार्डों सहित प्रत्येक नियंत्रण कक्ष के लिए बनाए रखा जाना चाहिए ताकि योजना को उचित प्रकार से प्रशासित किया जा सके जैसे:

i. आवश्यक प्रचालनात्मक आंकड़े

ii. पाइपलाइन निगरानी रिकार्ड

iii. संक्षारण निगरानी या सर्वेक्षण रिकार्ड

iv. रिसाव या टैपिंग रिकार्ड

v. नेमी या असामान्य निरीक्षण रिकार्ड

IndiaCode

vi. पाइपलाइन मरम्मत रिकार्ड

6.8 मार्गाधिकार या उपयोग का अधिकार

6.8.1 मार्ग की निगरानी

6.8.1.1 प्रत्येक प्रचालन कंपनी एक आवधिक पाइपलाइन मार्ग निगरानी कार्यक्रम बनाएगी ताकि पाइपलाइन के मार्गाधिकार पर और उसके आसपास सतही स्थितियों पर रिसाव के संकेतक, कंपनी द्वारा निर्माण कार्यकलाप के अलावा किए जाने वाले कार्यों तथा पाइपलाइन की सुरक्षा और प्रचालन को प्रभावित करने वाले अन्य किसी तथ्य की निगरानी की जा सके। पाइपलाइन प्रणाली में सड़क निर्माण, उत्खनन और अतिक्रमण जैसे कार्यकलापों पर विशेष ध्यान दिया जाना चाहिए।

6.8.1.2 मार्ग-निगरानी (मैदानी) सप्ताह में कम से कम एक बार (शहरी और गैर-शहरी क्षेत्रों) की जाएगी या हवाई सर्वेक्षण या अन्य अग्रिम तकनीक को माह में कम से कम एक बार अपनाया जाना चाहिए। पानी के अंदर क्रासिंग की कवर की पर्याप्तता, मलवे के जमा होने की दृष्टि से या क्रासिंग की सुरक्षा और संरक्षा को प्रभावित करने वाली अन्य किसी स्थिति, और यदि किसी भी समय यह महसूस किया जाता है कि बाढ़, तूफान या संदिग्ध यांत्रिक क्षति के परिणामस्वरूप क्रासिंग खतरे में है, तो उसकी समय-समय पर निगरानी की जानी चाहिए।

6.8.1.3 कंपनी के कार्मिकों द्वारा विशेषकर मानूसन के बाद पाइपलाइन की पूरी लम्बाई की पैदल निगरानी वर्ष में कम से कम एक बार की जानी चाहिए।

6.8.1.4 मार्गाधिकार के आसपास स्थित गांवों या जनता को हाइड्रोकार्बन रिसाव के संभावित परिणामों के प्रति पर्याप्त रूप से जागरूक बनाया जाना चाहिए और इसे नियमित लेखा-परीक्षा के एक भाग के रूप में शामिल किया जाना चाहिए।

6.8.1.5 हाइड्रोकार्बन रिसाव और चोरी के संभावित परिणाम के बारे में मार्गाधिकार के पास स्थित पुलिस स्टेशनों, पंचायत और जिला प्राधिकारियों के साथ नियमित संपर्क बनाए रखा जाना चाहिए।

6.8.1.6 जहां पाइपलाइन स्थल में चोरी होने की संभावना अधिक हो, वहां रात्रि में लाइन की पैदल निगरानी करने या वैकल्पिक सुरक्षा निगरानी प्रणाली की संख्या को बढ़ाया जाना चाहिए।

6.8.2 मार्कर

6.8.2.1 प्रणाली का उचित प्रकार से पता लगाने और पहचान करने के लिए सड़क, राजमार्ग, रेलमार्ग और स्ट्रीम क्रासिंग के प्रत्येक ओर प्रत्येक लाइन पर मार्कर लगाए जाने चाहिए और उनका रखरखाव किया जाना चाहिए। अपतटीय पाइप लाइनों के लिए मार्कर की आवश्यकता नहीं होती।

6.8.2.2 लाइन के स्थल को दर्शाने के लिए क्रासिंग में पाइपलाइन मार्करों, हवाई मार्करों, जब कभी इस्तेमाल किया जाए, और अन्य चिह्न बनाए रखे जाने चाहिए। ये मार्कर प्रचालन कंपनी और जहां संभव हो, आपात दूरभाष संपर्क दर्शाएंगे। अतिक्रमण से प्रणाली की सुरक्षा के लिए विकास और वृद्धि के क्षेत्रों में लाइन के साथ-साथ अतिरिक्त पाइपलाइन मार्कर स्थापित किए जाएंगे। एपीआई आरपी 1109 का मार्गदर्शन के लिए प्रयोग किया जाएगा।

6.8.2.3 मार्गाधिकार की चौड़ाई का पता लगाने के मार्करों को प्रत्यक्ष स्थलों पर उपलब्ध कराया जाना चाहिए तथा इस प्रकार से लगाया जाना चाहिए कि यह किसी कृषि कार्यकलाप या अन्य किसी कार्रवाई से छिप न जाए।

6.8.3 मार्गाधिकार या मार्गाधिकार रखरखाव

6.8.3.1 मार्गाधिकार का रखरखाव किया जाना चाहिए ताकि यह स्पष्ट रूप से दिखाई दे और रखरखाव दल इस तक आसानी से पहुंच सकें।

6.8.3.2 वाल्व स्थलों तक पहुंच का अच्छी तरह रखरखाव किया जाना चाहिए।

6.8.3.3 पानी के प्रवाह का अपवर्तन मार्ग बनाए रखा जाना चाहिए और जहां आवश्यकता हो, लाइन के बहने और भूस्वामी की संपत्ति को नष्ट होने से बचाना चाहिए।

6.9 पिगिंग

6.9.1 क्रूड पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों का परिवहन करने वाली पाइपलाइनों की डिस्केलिंग निम्नानुसार की जानी चाहिए:

i. गैर-एटीएफ पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें – छः माह में एक बार

ii. एटीएफ पाइपलाइनें अन्य पेट्रोलियम उत्पाद भी ले जाने वाली – तीन माह में एक बार।

iii. समर्पित एटीएफ पाइपलाइनें – वर्ष में एक बार।

iv. क्रूड ऑयल पाइपलाइनें – तीन माह में एक बार

v. एलपीजी पाइपलाइनें – वर्ष में एक बार।

6.9.2 पाइपलाइन की स्थिति की निगरानी के लिए पपड़ी उतारने के बाद जमा गाद (पिग अवशेष) की मात्रा और गुणवत्ता के रिकार्ड की जांच की जानी चाहिए। रासायनिक विश्लेषण तथा समीक्षा के निष्कर्ष के आधार पर पिगिंग की आवृत्ति को बढ़ाया जाना चाहिए।

6.9.3 इंस्ट्रूमेंटेड या इंटेलिजेंट पिगिंग

इंस्ट्रूमेंटेड या इंटेलिजेंट पिगिंग सर्वेक्षण (आईपीएस) द्वारा क्रास कंट्री पाइपलाइन का पहला निरीक्षण यथा शीघ्र किया जाना चाहिए किंतु कमीशनिंग के 10 वर्ष पार नही होने चाहिए। इसके निरीक्षण परिणाम की तुलना पाइपलाइन की स्थिति का आकलन करने के लिए मूल स्थापना आंकड़ों से की जानी चाहिए तत्पश्चात् समय-समय पर इंटेलिजेंट पिगिंग की जानी चाहिए। इंस्ट्रूमेंटेड या इंटेलिजेंट पिगिंग दोनों के बीच का अंतराल किसी भी स्थिति में 10 वर्ष से अधिक नहीं होना चाहिए।

6.10 रखरखाव प्रक्रिया या नियमावली

6.10.1 स्थानीय स्थितियों को ध्यान में रखते हुए मूल उपकरण निर्माता (ओईएम) द्वारा की गई संस्तुति को देखते हुए संपूर्ण पाइपलाइन प्रणाली में स्थापित उपकरण या सुविधा केन्द्रों के लिए विस्तृत रखरखाव प्रक्रिया या मैनुअल विकसित किया जाएगा। मैनुअल में रखरखाव की प्रत्येक अनुसूची के दौरान आवधिक अर्थात् दैनिक, साप्ताहिक, मासिक, अर्द्ध-वार्षिक और वार्षिक कार्यकलाप सहित निवारक रखरखाव अनुसूची शामिल होनी चाहिए।

6.10.2 मैनुअल के भाग के रूप में मरम्मत क्लैम्प, हॉट टैपिंग और स्टोप्पल प्लगिंग, और अन्य मरम्मत अवधि की प्रक्रिया को भी शामिल किया जाना चाहिए।

6.10.3 मरम्मत या रखरखाव कार्यों के लिए उद्योग या सांविधिक प्राधिकारियों के अनुसार कार्य परमिट प्रणाली को विकसित और संकलित किया जाना चाहिए।

6.10.4 सीपी प्रणाली निगरानी, सर्वेक्षण, हस्तक्षेप, मिटिगेशन कार्यक्रम तथा बाहरी और आंतरिक संक्षारण निगरानी कार्यक्रमों के लिए एक व्यापक नियमावली विकसित और संकलित की जानी चाहिए।

6.11 भार उठाने वाले उपकरण

भार उठाने वाले सभी उपकरण, वॉयर रस्सी, टैकल आदि का फैक्टरी अधिनियम, स्थानीय सांविधिक प्राधिकारी द्वारा आवश्यकतानुसार वर्ष में एक बार निरीक्षण किया जाना चाहिए। मार्गदर्शन के लिए संगत सांविधिक प्राधिकारी के दिशा-निर्देश या प्रक्रियाओं का संदर्भ लिया जाना चाहिए।

6.11.1 पाइपलाइन रखरखाव उपकरण

पाइपलाइन के रखरखाव के लिए अपेक्षित विशेषीकृत पाइपलाइन रखरखाव उपकरण की उपलब्धता सुनिश्चित की जानी चाहिए। पाइपलाइन ऑपरेटर द्वारा रखे जाने वाले अपेक्षित उपकरण की संकेतक सूची उपयुक्त स्थलों या सेवा प्रदायक (कों) के स्थल पर नीचे उल्लेख किए गए अनुसार रखी जानी चाहिए;

(1) ट्रक – 1 नग

(2) ट्रैक्टर -1 नग

(3) ट्रेलर – 2 पहिया वाला – 2 नग

(4) एयर कंप्रेशर – 2 नग

(5) जीप (बड़ी क्षमता) – 3 या 4 नग

(6) वेल्डिंग जेनरेटर – 2 नग

(7) वेल्डिंग ट्रांसफार्मर – 1 नग

(8) पॉवर हैकसा मशीन – 1 नग

(9) बैटरी चार्जर – 1 नग

(10) ड्रिलिंग मशीन – हेवी ड्यूटी – 2 नग

(11) ड्रिलिंग मशीन – लाइट ड्यूटी – 1 नग

(12) पाइपलाइन मोड़ने की मशीन – 1 नग.

(13) ऑक्सीजन सिलेण्डर – 2 नग

(14) एसीटीलीन सिलेण्डर – 1 नग

(15) वॉटर पम्प(5 बीएचपी) – 3 नग

(16) हॉट टैपिंग (1सेट) और स्टॉपलिंग मशीन (2 सेट)

(17) उच्च दबाव जांच पंप – 1 नग

(18) गैस कटर, रेगुलेटर, नोजल – 1 सेट

(19) डोप केटल – 1 नग

(20) एल्यूमिनियम सीढ़ी – 1 नग

(21) कोल्ड कटिंग मशीन – 2 नग

(22) अर्द्ध रोटरी पंप – 2 नग.

(23) न्यूमेटिक पंप (तेल रिकवरी के लिए) – 1 नग

(24) बैंच वाइस – 1 नग

(25) चेन पुली ब्लॉक - 2 टन – 1 नग

(26) धातु कर्मी के लिए हैंड ब्लो - 1 नग

(27) पाइप उठाने का क्लैम्प – 3 नग.

(28) न्यूमेटिक ग्राइंडर – 2 नग

(29) न्यूमेटिक पॉवर रैंच – 1 नग

(30) एलपी गैस सिलेण्डर – 1 नग

(31) ग्राइंडिंग मशीन – लाइट ड्यूटी – 1 नग

(32) ग्राइंडिंग मशीन – हेवी ड्यूटी – 1 नग

(33) डीजल इंजन चालित पानी का पम्प – बीएचपी-15 - 1 नग

(34) इंजन चालित हाइड्रॉलिक पंप – 1 नग

(35) चार पहिया ट्रेलर – 1 नग

IndiaCode

(36) चार पहिया ट्रैक्टर ट्रेलर- 1 नग

(37) होलिडे डिटेक्टर – 1 नग

(38) इंसुलेशन फ्लेंज टेस्टर – 1 नग

(39) पीयरसन सर्वेक्षण और होलिडे डिटेक्टर – 1 नग

(40) मल्टी मीटर – 1 नग

(41) एवीओ मीटर -2 नग

(42) मल्टी– कम्बिनेशन कॉरोजन- जांच मीटर – 1 नग

(43) आपात जेनरेटर – 1 नग

(44) दूरस्थ स्थल के अनुरूप सभी सुविधाओं वाले बेस कैम्प की मरम्मत करने के लिए टेंट आदि

(45) संचार प्रणाली

(46) प्रकाश व्यवस्था

(47) हैंड टूल सेट स्पैनर, रेती, कटर, ब्रास हैमर और छेनी सहित।

6.11.2 मेन लाइन ब्लॉक (खण्डवार वाल्व)

पाइपलाइन ब्लॉक या खण्डवार वाल्वों की जहां-कहीं आवश्यकता हो, जांच और सर्विस की जानी चाहिए तथा इसकी वर्ष में कम से कम एक बार आंशिक या पूर्ण रूप से (लागू अनुसार) जांच की जानी चाहिए ताकि इसे जिस उद्देश्य के लिए लगाया गया है, उसकी उचित प्रचालन स्थितियां सुनिश्चित की जाएं।

IndiaCode

6.11.3 कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली का निरीक्षण

6.11.3.1 पाइप से मृदा संभावित (पीएसपी) रीडिंग का निम्नानुसार लिया जाना चाहिए :

i. फीडिंग स्थलों पर पीएसपी रीडिंग की पाक्षिक निगरानी की जानी चाहिए।

ii. संपूर्ण पाइपलाइन के लिए टेस्ट लीड प्वाइंट पर पीएसपी रीडिंग (ऑन संभावना) तिमाही में एक बार ली जानी चाहिए। पीएसपी सर्वेक्षण के परिणामों को कैथोडिक होलिडे की पहचान और पता लगाने के लिए ग्राफिक रूप से चिह्नित किया जाना चाहिए।

iii. संपूर्ण पाइपलाइन के टेस्ट लीड प्वाइंट पर मृदा ''ऑफ'' संभावित रीडिंग के लिए इंस्टेंट पाइप को वर्ष में एक बार लिया जाना चाहिए। (न्यूनतम स्वीकार्य मानदण्ड बीआईएस 8062 या एएसएमई बी 31.8 परिशिष्ट- के या एनएसीई एसपी-0169 के अनुरूप होना चाहिए)।

iv) पीयरसन सर्वेक्षण या करंट के क्षीण होने की जांच (सीएटी) या प्रत्येक करंट वोल्टेज ग्रेडिएंट (डीसीवीजी) सर्वेक्षण और मृदा प्रतिरोधकता तथा मृदा रासायनिक विश्लेषण आंकड़े सहित ऑन या ऑफ पाइप से मृदा संभाव्यता (पीएसपी) सर्वेक्षण आंकड़ों को कोटिंग होलिडे की पहचान करने के एक पृष्ठ या शीट में ग्राफिक रूप से दर्शाए जाने चाहिए।

6.11.3.2 संरक्षण का मानदंड निम्नानुसार होगा:

ii. i. कॉपर या कॉपर सल्फेट हॉफ सेल के संबंध में पाइप से मृदा पोलराइज़्ड संभावना कम से कम (-) 0.85 वोल्ट होगी। ऐसे क्षेत्र जहां एनाइरोबिक बैक्टिरिया सक्रिय हैं, वहां न्यूनतम पीएसपी-0.85 वोल्ट की बजाय – 0.95 वोल्ट से अधिक ऋणात्मक होनी चाहिए।

ii. अवसंरचना सतह और इलेक्ट्रोलाइट सहित स्थायी संदर्भ इलेक्ट्रोड के बीच न्यूनतम 100 मि.ली. वोल्ट कैथोडिक पोलेराइजेशन होना चाहिए।पोलेराइजेशन के नष्ट होने को इस स्थिति को संतुष्ट करने के लिए मापा जा सकता है।

iii. कोटेड पाइपलाइन की अधिक सुरक्षा से यह सुनिश्चित करते हुए बचा जाना चाहिए कि पोलेराइजेशन संभावना कॉपर या कॉपर सल्फेट हॉफ सेल के संबंध में (-) 1.2 वोल्ट से अधिक ऋणात्मक नहीं होनी चाहिए।

6.11.3.3 टेस्ट लीड प्वाइंट (टीएलपी) में तत्काल ऑफ पीएसपी (-) 0.85 वोल्ट से कम नकारात्मक नहीं होना चाहिए तथा यह (-) 1.2 वोल्ट से अधिक नकारात्मक नहीं होना चाहिए। जहां-कहीं ऐसा पैमाना उसी आरओडब्ल्यू या आरओयू में अनेक पाइपलाइनों से प्रभावित हो वहां यह अन्य पाइपलाइन को बंद करने के बाद वैध होगा।

6.11.3.4 जहां करंट मापने की सुविधा विद्यमान हो, वहां टेस्ट स्टेशन में वर्ष में एक बार करंट खपत के आंकड़े लिए जाने चाहिए। कैथोडिक सरक्षा सुधारकों का निरीक्षण तीन माह में एक बार किया जाना चाहिए।

6.11.3.5 सभी सुरक्षात्मक उपकरणों की जांच तीन माह में एक बार की जानी चाहिए। हस्तक्षेप बांडस की जांच वर्ष में एक बार की जानी चाहिए।

6.11.3.6 पोलेराइजेशन सेल (इलेक्ट्रोलाइटिक टाइप) की तीन (3) माह में एक बार जांच की जानी चाहिए तथा प्रत्येक निरीक्षण के बाद इलेक्ट्रोलाइट लेवल टॉप अप किया जाना चाहिए।

6.11.3.7 एक पाइपलाइन का दूसरी पाइपलाइन के क्रासिंग स्थल पर करंट और पीएसपी आंकड़े 3 माह में एक बार लिए जाने चाहिए।

6.11.4 कोटिंग सर्वेक्षण

6.11.4.1 गहन आंतरिक क्षमता सर्वेक्षण (सीआईपीएस) या सतत् संभाव्य लॉगिंग (सीपीएल) पाइपलाइन आरओडब्ल्यू के प्रत्येक मीटर हेतु "ऑन" और "ऑफ" सर्वेक्षण को 5 वर्ष में एक बार लागू किया जाना चाहिए।

6.11.4.2 कोटिंग सर्वेक्षण अर्थात् पीयरसन या करंट क्षीण करने की जांच (सीएटी) या प्रत्यक्ष करंट वोल्टेज ग्रेडिएंट (डीसीवीजी) सर्वेक्षण 5 वर्ष में एक बार किए गए सीपीएल सर्वेक्षण द्वारा पहचाने गए संभावित कोटिंग दोष स्थल पर की जानी चाहिए। सर्वेक्षण के प्रकार पर निर्णय कोटिंग की स्थिति पर किया जाना चाहिए। यदि सीएटी सर्वेक्षण का चयन किया गया हो तो इसकी दूरी 50 मीटर से अधिक नहीं होनी चाहिए।

6.11.4.3 सर्वेक्षण परिणामों की स्थिति रिपोर्ट तथा कमीशनिंग उपरांत मूल सर्वेक्षण परिणामों से तुलना की जानी चाहिए। यदि परिणामों में ह्रास होता है तो उपयुक्त उपचारी कार्रवाई किए जाने की आवश्यकता है।

6.11.5 इंसुलेटिंग ज्वाइंट या इंसुलेटिंग काउपलिंग

इंसुलेटिंग ज्वाइंट और काउपलिंग का वर्ष में एक बार निरीक्षण किया जाना चाहिए।

6.11.6 मृदा जांच

यदि कोई औद्योगिक बहिस्राव आरओडब्ल्यू या आरओयू के ऊपर से बह रहा है या आरओडब्ल्यू पर कोई पर्यावरणीय परिवर्तन देखने में आता है तो मृदा नमूनों की पाइपलाइन की मौजूदा कोटिंग और लिपटने की दक्षता के निर्धारण हेतु जांच की जाएगी।

6.11.7 सीपी प्रणाली के लिए बैक अप पॉवर

जहां-कहीं सीपी प्रणाली के लिए स्टेट इलेक्ट्रकसिटी बोर्ड से बिजली की आपूर्ति की उपलब्धता विश्वसनीय या उपयुक्त न हो, वहां बैकअप पॉवर (बैटरी बैंक या इनवर्टर या डीजी या सोलर या टीईजी या अन्य कोई उपयुक्त) कराया जाना चाहिए ताकि सीपी प्रणाली को न्यूनतम 90% टाइम पॉवर उपलब्ध कराया जा सके।

6.11.8 सुरक्षा उपकरण

पाइपलाइन क्रासिंग आदि पर बिजली गिरने, बाह्य वस्तुओं से स्ट्रे करंट हस्तक्षेप से बचने के लिए उपलब्ध कराए गए सुरक्षा उपकरणों और अद्यतन रिकार्डों का छह माह में एक बार अद्यतनीकृत किया जाना चाहिए।

6.11.9 इलेक्ट्रिक उपकरण

6.11.9.1 विद्युत उपकरण का रखरखाव और निरीक्षण उद्योग या अच्छी इंजीनियरिंग पद्धतियों या सांविधिक प्राधिकारियों की आवश्यकता के अनुसार किया जाना चाहिए।

6.11.9.2 आंतरिक संक्षारण की निगरानी करने के लिए स्टेशनों पर आंतरिक संक्षारण निगरानी सुविधा केन्द्र अर्थात् संक्षारण कूपन और विद्युत प्रतिरोध तकनीक (ईआर जांच), इलेक्ट्रोरसायन शोर तकनीक (ईसीएन जांच) और/या लीनियर पोलेराइजेशन तकनीक (एलपीआर जांच) आदि को लगाया जाना चाहिए। यदि संक्षारण की दर 1 एमपीवाई से अधिक है तो संक्षारण इनहिबिटर की उपयुक्त डोज दी जानी चाहिए।

6.11.10 पाइपों, वाल्वों और फिटिंग्स का निरीक्षण

बाहर से जंग लगने की दृष्टि से वर्ष में एक बार जमीन के ऊपर लगाई गई पाइपों और सहायक उपकरणों की जांच की जानी चाहिए। सॉर क्रूड और उत्पाद के लिए 3 (तीन) वर्ष में एक बार पाइप के खुले भाग का अल्ट्रासोनिक मोटाई माप तथा स्वीट क्रूड और उत्पाद का 4 (चार) वर्ष में एक बार माप लिया जाना चाहिए। मोटाई का माप निकास, मोड़ और खुली पाइप के प्रत्येक दस मीटर के अंतराल पर 4 स्थलों (अर्थात् 12, 3, 6 और 9 बजे) तथा इंसुलेटिंग काउपलिंग (जहां-कही मौजूद हो) के बाद भूमिगत पाइपिंग के लिए 5 मीटर के अंतराल पर लिया जाना चाहिए। पाइपों, वाल्वों और फिटिंग्स का निरीक्षण संगत उद्योग प्रक्रिया या सांविधिक प्राधिकारी आवश्यकता के अनुसार किया जाना चाहिए।

6.11.11 पंपों, कंप्रेशरों, नियंत्रण और सुरक्षात्मक उपकरण का निरीक्षण

ओईएम (मूल उपकरण निर्माता) या अच्छी इंजीनियरिंग पद्धतियों या संगत सांविधिक प्राधिकारी आवश्यकताओं की संस्तुतियों के अनुसार दबाव सीमा उपकरणों, विनियामकों, नियंत्रकों, रिलीफ वाल्वों तथा अन्य सुरक्षा उपकरणों सहित नियंत्रण और निवारक उपकरण का आवधिक निरीक्षण और रखरखाव किया जाना चाहिए।

6.11.12 रिसाव डिटेक्शन प्रणाली

यदि पाइपलाइन प्रणाली पर रिसाव डिटेक्शन की कोई प्रणाली लगाई जाती है तो वर्ष में एक बार इसकी प्रचालन की प्रभावकारिता की दृष्टि से जांच की जाएगी। इसके अलावा, पाइपलाइन के जरिए परिवहन हानि का पता लागाने के लिए टैंक, लाईन भरने की मात्रा और सुपुर्दगी मात्रा का दैनिक, मासिक और वार्षिक पुन: समायोजन रिकार्ड बनाए रखा जाना चाहिए। यह हानि वार्षिक आधार पर पाइपलाइन के जरिए परिवहन की गई मात्रा के 0.015% से अधिक नहीं होनी चाहिए। यदि यह मात्रा वर्ष में परिवहन किए गए उत्पाद के 0.015% से अधिक हो जाती है, तो हानि के संभावित कारण का पता लगाने के लिए आंतरिक जांच कराई जाती है।

6.11.13 दूर संचार प्रणाली या उपकरण

6.11.13.1 विद्युत प्रणाली कार्यात्मक जांच छह माह में एक बार कराई जानी चाहिए।

6.11.13.2 दूर संचार उपकरण का निरीक्षण विनिर्माता की संस्तुति के अनुसार कराया जाना चाहिए।

6.11.14 टेलीमेट्री प्रणाली या उपकरण

6.11.14.1 विस्तृत प्रणाली कार्यात्मक जांच छह माह में एक बार की जानी चाहिए।

6.11.14.2 टेलीमेट्री उपकरण का निरीक्षण विनिर्माता की संस्तुति के अनुसार किया जाना चाहिए।

6.11.15 सुरक्षा उपकरण

6.11.15.1 प्रचालन प्रणाली इंटरलॉक की जांच वर्ष में एक बार की जानी चाहिए। सुरक्षा इंस्ट्रूमेंटेशन का अंशशोधन, रखरखाव और निरीक्षण उद्योग प्रक्रिया या ओईएम या सांविधिक प्राधिकारी आवश्यकताओं की संस्तुति के अनुसार कराई जानी चाहिए।

6.11.15.2 दबाव या थर्मल सुरक्षा वाल्व या सर्ज राहत प्रणाली की जांच वर्ष में एक बार की जाएगी और उचित प्रमाणित दस्तावेज बनाए रखे जाएगें।

6.11.15.3 आपात शट डाउन (ईएसडी) प्रणाली की वर्ष में एक बार वास्तविक जांच की जानी चाहिए।

6.11.16 अग्निशमन उपकरण

6.11.16.1 अग्निशमन उपकरण का रखरखाव और निरीक्षण उद्योग पद्धति या ओईएम या सांविधिक प्राधिकारी आवश्यकता की संस्तुतियों के अनुसार किया जाएगा।

6.11.16.2 आपात उपकरण का परीक्षण; कृत्रिम अभ्यास उद्योग प्रक्रिया या सांविधिक प्राधिकारी आवश्यकताओं के अनुसार नियमित आधार पर किया जाएगा।

6.12 पाइपलाइन मरम्मत

6.12.1 सामान्य

6.12.1.1 मरम्मत व उनके रखरखाव या कार्य सुरक्षा योजना के अनुसार कंपनी द्वारा की जाएगी तथा इसे प्रशिक्षित कार्मिकों द्वारा योग्य पर्यवेक्षण के अंतर्गत सार्वजनिक सुरक्षा के खतरों से परिचित, कार्यनीतिक रूप से स्थित उपकरण और मरम्मत सामग्रियों का इस्तेमाल करके योग्य पर्यवेक्षण के अंतर्गत निष्पादित किया जाना चाहिए। रखरखाव योजना में एपीआई प्रकाशन 2200, एपीआई प्रकाशन 2201, एपीआई आरपी 1107 और एपीआई आरपी 1110 तथा अन्य कोई संगत संहिता या उद्योग या अच्छी आगामी पद्धतियों में निहित उपयुक्त सूचना पर विचार किया जाएगा। यह अनिवार्य है कि पाइपलाइन मरम्मत पर कार्य कर रहे कार्मिक कार्य को सावधानीपूर्वक करने की योजना की आवश्यकता को समझें, चाहे यह छोटा कार्य ही हो, तथा मरम्मत में अपनाई जाने वाली प्रक्रिया तथा सावधानी उपायों और प्रक्रियाओं का पालन किया जाए। पाइपलाइनों की मरम्मत का कार्य करने वाले कार्मिकों को रिसाव डिटेक्शन, और निर्धारित सुरक्षा मरम्मत प्रक्रियाओं के बाद ली जाने वाली सावधानियों से संबद्ध विशिष्ट गुणों, विशेषताओं और संभावित खतरों की जानकारी दी जानी चाहिए। दबावयुक्त पाइपलाइनों, वेसल्स, या टैंकों पर वेल्डिंग करने तथा गर्म टैप लगाते समय अनुमोदन, प्रक्रियाओं और विशेष बातों का पालन किया जाना चाहिए। किसी मरम्मत के पास स्थित पाइप को मरम्मत के दौरान और बाद में पर्याप्त सपोर्ट दी जानी चाहिए।

6.12.1.2 प्रत्येक पाइपलाइन प्रचालन कंपनी सांविधिक प्राधिकारियों या उद्योग पद्धति की आवश्यकता के अनुसार पाइपलाइन में विभिन्न प्रकार की मरम्मत करने के लिए पद्धति या प्रक्रियाओं का विकास करेगी।

6.12.1.3 पाइप का अपक्षय होने की स्थिति में, जिसके कारण पाइप मोटाई इस सीमा तक कम हो जाती है कि अधिकतम अनुमेय प्रचालन दबाव इस मानक की आवश्यकता को पूरा करने के लिए मूल डिजाइन से कम करना पड़ता है, तो या तो पाइप के उस खण्ड की मरम्मत की जानी चाहिए या उसे बदला जाना चाहिए अथवा पाइपलाइन की रेटिंग को पाइप की शेष क्षमता के अनुरूप घटाया जाना चाहिए।

6.12.1.4 एएसएमई बी 31.4 की आवश्यकताओं के अनुसार सभी डेंट तथा रिसने वाले सभी पाइपों को हटाया जाना चाहिए या उनकी मरम्मत की जानी चाहिए।

6.12.1.5 पाइपलाइन की मरम्मत किसी या निम्नलिखित के द्वारा की जानी चाहिए:

i. खराब पाइप के गोलाकार टुकड़े को काटकर तथा उसके स्थान पर अपेक्षित पाइप विशिष्टि को पूरा करने वाले न्यूनतम 2 मीटर लम्बे पहले से जांचे गए पाइप से लगाई जानी चाहिए।

ii. आंतरिक दबाव को रोकने के लिए पूरा गोलाकार वेल्डिंग से पृथक किए गए हिस्से या रिसाव क्लैम्प लगाया जाना चाहिए और इसका डिजाइन दबाव अधिकतम अनुमेय प्रचालन दबाव से कम नहीं होना चाहिए। यह दोनों पूर्ण रूप से सर्कम्फेरेंशियली और लौंगिट्युडनली वेल्डिंग की हुई होनी चाहिए। तथापि, इस मरम्मत पद्धति को स्थायी समाधान नहीं माना जाना चाहिए और पाइपलाइन ऑपरेटर के पास सबसे शीघ्र अवसर के रूप में उपर्युक्त (क) के अनुसार मरम्मत करने के लिए प्रणाली मौजूद होनी चाहिए।

iii. समस्त मरम्मत को उपर्युक्त (क) और (ख) के अनुसार किया जाना चाहिए और इसकी जांच रेडियोग्राफी और/या अल्ट्रासोनिक जांच द्वारा की जानी चाहिए।

iv. कोटेड पाइप की मरम्मत के मामले में, सभी क्षतिग्रस्त कोटिंग को हटाया जाना चाहिए और नई परत चढ़ाई जानी चाहिए।

6.12.2 रेल मार्ग और राजमार्ग क्रासिंग

6.12.2.1 जब कोई मौजूदा पाइपलाइन किसी नई सड़क या रेल मार्ग से क्रास होनी हो, तो प्रचालन कंपनी नए अनुमानित बाहरी वजन के अनुसार क्रॉस किए जाने वाले क्षेत्र में पाइपलाइन का विश्लेषण करेगी। यदि आंतरिक दबाव द्वारा उत्पन्न परिधि दबाव का योग और नया लागू बाहरी भार (लाइव और कुल भार दोनों सहित) 0.90 एसएमवाईएस (विनिर्दिष्ट न्यूनतम उत्पाद सुदृढ़ता) से बढ़ जाता है, तो प्रचालन कंपनी दबाव में 0.90 एमएमवाईएस या कम करने या पाइपलाइन पर पड़ने वाले बाहरी लोड को पुन: वितरण करने हेतु यांत्रिक रिइंफोर्सड, ढांचागत सुरक्षा या उपयुक्त पाइप लगाएगी। एपीआई 1102 ने ऐसे तरीके उपलब्ध कराए हैं जिनका प्रयोग आंतरिक दबाव और बाहरी लोड से उत्पन्न कुल दबाव का पता लगाने के लिए किया जाएगा।

6.12.2.2 अंकेस्ड करियर पाइप की स्थापना को वरीयता दी जाती है। किसी प्रस्तावित रेल सड़क या राजमार्ग क्रासिंग में सेवा में मौजूदा पाइपलाइनों का समायोजन उद्योग पद्धतियों या सांविधिक प्राधिकारी आवश्यकता के अनुरूप होगा।

6.12.3 आंतरिक जल प्लेटफार्म राइजर्स

राइजर स्थापनाओं की सप्लैश जोन और अधिक में बाहरी क्षति और संक्षारण की दृष्टि से वार्षिक निरीक्षण किया जाना चाहिए। प्रेक्षित किसी नुकसान की सीमा का निर्धारण किया जाना चाहिए और यदि आवश्यक हो, तो राइजर स्थापना की मरम्मत की जानी चाहिए अथवा उसे बदला जाना चाहिए।

6.13 पंप स्टेशन, टर्मिनल और टैंक फार्म प्रचालन और रखरखाव

6.13.1 सामान्य

6.13.1.1 सभी उपकरणों को शुरू करने, ऑपरेटिंग और शटडाउन करने की प्रक्रिया स्थापित की जानी चाहिए और प्रचालन कंपनी उपयुक्त कदम उठाएगी कि इन प्रक्रियाओं का पालन किया जाए। इन प्रक्रियाओं में निवारक उपायों और प्रणाली जांच को दर्शाया जाएगा जो कि सभी शटडाउन, नियंत्रण और अलार्म उपकरण की उचित कार्यप्रणाली जांच सुनिश्चित करने के लिए अपेक्षित होते हैं।

6.13.1.2 प्रणाली की स्थिर प्रचालन स्थितियों से विचलन के डिटेक्शन के लिए डिस्चार्ज दबाव के प्रवाह और रिकार्डिंग के आवधिक उपाय और निगरानी उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

6.13.2 नियंत्रण और निवारक उपकरण

दबाव सीमित करने के उपकरण, रेगुलेटर, नियंत्रक, रिलीफ वाल्व और अन्य सुरक्षा उपकरणों सहित नियंत्रण और सुरक्षात्मक उपकरणों का वर्ष में कम से कम एक बार व्यवस्थित आवधिक निरीक्षण और जांच की जानी चाहिए। तथापि वर्ष के दौरान निम्नलिखित का निरीक्षण करके पुन: पुष्टि की जा सकती है:

i. अच्छी यांत्रिक अवस्था में हो;

ii. उन्हें जिस सेवा में लगाया गया है, उसमें प्रचालन की क्षमता और विश्वसनीयता के स्टैण्ड प्वाइंट के लिए पर्याप्त हो;

iii. सही दबाव में कार्य करने के लिए सेट हो; और

iv. विधिवत स्थापित हो और बाह्य सामग्रियों या अन्य स्थितियां, जो उचित प्रचालन को रोक सकती है, से सुरक्षित हो।

6.13.3 भण्डारण वेसल्स

6.13.3.1 वायुमण्डलीय और दबाव टैंकों सहित भण्डारण वेसल्स, तरल के रखरखाव या परिवहन किए जा रहे तरल उत्पाद की समय-समय पर जांच की जाएगी और प्रासंगिक रिकार्ड का रखरखाव किया जाएगा। कवर किए जाने वाले बिंदुओं में निम्नलिखित शामिल होगा:

i. फाउंडेशन की स्थिरता;

ii. तल, शैल, सीढ़ी और छत की स्थिति;

iii. निकासी या सुरक्षा वाल्व उपकरण;

iv. फॉयरवॉल या टैंक डाईक की स्थिति;

v. अर्थिंग बनाए रखना, मानसून पूर्व जांच के रूप में वर्षा जल निकास प्रणाली।

6.13.3.2 भण्डारण वैसल्स और टैंकों को उद्योग प्रक्रिया के अनुसार साफ किया जाएगा।

6.13.4 संकेतक

(क) खतरनाक क्षेत्रों, क्षेत्र पृथकता सहित विशेषकर उच्च शोर वाले क्षेत्र में चेतावनी के रूप में उपयुक्त संकेतक लगाए जाने चाहिए।

(ख) वर्गीकृत और उच्च वोल्टेज क्षेत्रों को पर्याप्त रूप से चिह्नित और पृथक किया जाएगा।

IndiaCode

(ग) प्रचालन कंपनी का नाम दर्शाते हुए सावधान संकेतक प्रदर्शित किए जाएंगे, जहां संभव हो, वहां एक आपात दूरभाष नं. दिया जाए।

6.13.5 दुर्घटनावश आग लगने की रोकथाम

6.13.5.1 पंप स्टेशन, टर्मिनल या टैंक फार्म के सभी क्षेत्रों, जहां संभावित रिसाव या वाष्प की उपस्थिति से आग या विस्फोट होने का खतरा हो, धूम्रपान निषेध होना चाहिए।

6.13.5.2 फ्लैश लाइटें या हैंड लालटेन, का जब प्रयोग किया जाए, अनुमोदित प्रकार की होनी चाहिए।

6.13.5.3 कार्य परमिट में सूचीबद्ध अनुसार सुरक्षा सावधानियों के अनुपालन के बाद ही वेल्डिंग शुरू की जाएगी।

6.13.5.4 दुर्घटनावश आग लगने के अन्य कारणों की रोकथाम पर विचार किया जाना चाहिए। अतिरिक्त मार्गदर्शन के लिए एनएसीई आरपी-01-77 देखें।

6.14 संक्षारण नियंत्रण

जांच, निरीक्षण और उपयुक्त उपचारी उपायों सहित बाहरी और आंतरिक संक्षारण से अलौह पाइप और घटकों की सुरक्षा एएसएमबी बी31.4 में निर्धारित अनुसार होगी।

6.15 उच्च प्रचालन दबाव के लिए पाइपिंग प्रणाली की योग्यता

6.15.1 किसी मौजूदा पाइपिंग प्रणाली की दर बढ़ाने की स्थिति में, जब उच्च प्रचालन दबाव से पाइप की 20% विनिर्दिष्ट न्यूनतम उत्पाद शक्ति से अधिक हूप दबाव होगा, अत: निम्नलिखित जांच और उपचारी उपाय किए जाएंगे:

(i) पाइपिंग प्रणाली के डिजाइन और पिछली जांच तथा इसकी सामग्री और उपकरण का यह पता लगाने के लिए समीक्षा की जाएगी कि अधिकतम स्थिर प्रचालन दबाव में प्रस्तावित वृद्धि सुरक्षित है और इस संहिता की आवश्यकता के अनुरूप हैं;

(ii) पाइपिंग प्रणाली की स्थितियों का रिसाव सर्वेक्षण और अन्य क्षेत्रीय निरीक्षणों, रखरखाव की जांच और संक्षारण नियंत्रण रिकार्डों या अन्य उपयुक्त उपायों द्वारा निर्धारण किया जाएगा;

(iii) उपाय (1) और (2) द्वारा पाइपिंग प्रणाली में आवश्यक मरम्मत, प्रतिस्थापन या बदलाव किए जाने चाहिए।

6.15.2 उपर्युक्त (क) का अनुपालन करने के बाद अधिकतम स्थिर प्रचालन दबाव को बढ़ाया जाना चाहिए और इस का एक प्रावधान निम्नलिखित हैं :

(i) यदि उपर्युक्त (क) द्वारा निर्धारित अनुसार पाइपिंग प्रणाली की बाहरी स्थिति दर्शाती है कि प्रणाली इस कोड की डिजाइन आवश्यकता के अनुसार वांछित बढ़ा हुआ अधिकतम स्थिर प्रचालन दबाव को झेलने में सक्षम है और प्रणाली का किसी अवधि के लिए पूर्व में जांच हो चुकी है और प्रस्तावित उच्च अधिकतम स्थिर प्रचालन दबाव के लिए नई पाइपिंग प्रणाली हेतु एएसएमई बी31.4 में अपेक्षा से कम दबाव न हो, वहां प्रणाली का प्रचालन बढ़ी हुई अधिकतम स्थिर प्रचालन दबाव द्वारा किया जाएगा।

(ii) यदि उपर्युक्त (क) द्वारा निर्धारित अनुसार पाइपिंग प्रणाली की भौतिक स्थिति से यह पता चलता है कि प्रणाली बढ़े हुए अधिकतम स्थिर प्रचालन दबाव को झेलने की क्षमता का संतोषजनक ढंग से सत्यापन नहीं हुआ है, या प्रणाली का प्रस्तावित उच्च अधिकतम स्थिर प्रचालन दबाव के लिए नई पाइपिंग प्रणाली हेतु इस कोड द्वारा अपेक्षित स्तरों पर पूर्व में जांच नहीं की गई है, तो प्रणाली को बढ़े हुए अधिकतम स्थिर प्रचालन दबाव पर प्रचालित किया जाना चाहिए यदि प्रणाली समान स्थितियों में प्रचालन के लिए नई प्रणाली हेतु इस कोड द्वारा अपेक्षित जांच को सफलतापूर्वक झेल लेती है।

6.15.3 किसी भी स्थिति में किसी पाइपिंग प्रणाली के अधिकतम स्थिर प्रचालन दबाव को समान सामग्रियों से निर्मित नई पाइपिंग प्रणाली हेतु इस कोड द्वारा अनुभेद आंतरिक डिजाइन दबाव से अधिक मूल्य पर बढ़ाया नहीं जाना चाहिए। उच्च अधिकतम अनुमेय स्थिर प्रचालन दबाव की तुलना में दबाव बढ़ने की दर धीमी होनी चाहिए ताकि पाइपिंग प्रणाली की समय-समय पर टिप्पणियों हेतु पर्याप्त समय दिया जा सके।

6.15.4 ऐसे अन्वेषण के रिकाड्र्स, किए गए कार्य और आयोजित दबाव जांच को सेवा में सुविधाओं के बने रहने तक संरक्षित किया जाना चाहिए।

6.16 पाइपिंग प्रणाली का त्याग करना

किसी पाइपिंग प्रणाली का त्याग करने की स्थिति में यह आवश्यक होता है कि:

i. किसी स्थल में छोड़ी जाने वाली सुविधाओं को परिवहन किए जाने वाले तरल के सभी स्रोतों जैसे अन्य पाइपलाइन, मीटर स्टेशनों, नियंत्रण लाइनों और अन्य उपकरणों से कनेक्शन हटाया जाना चाहिए;

ii. किसी स्थल में छोड़ी जाने वाली सुविधाओं से परिवहित तरल और वाष्प को किसी इनर्ट सामग्री से साफ किया जाना चाहिए और अंतिम सिरों को सील्ड किया जाना चाहिए।

6.17 कार्मिकों का प्रशिक्षण

सुविधा का सुरक्षित और उपयुक्त ढंग से प्रचालन करने के लिए यह आवश्यक है कि प्रचालन और रखरखाव कार्मिक को निम्नलिखित पहलुओं पर प्रत्येक वर्ष उपयुक्त रूप से प्रशिक्षित किया जाए:

i. प्रचालन और रखरखाव दक्षता का उन्नयन;

ii. सुरक्षा पद्धतियों और प्रक्रियाओं का उन्नयन;

iii. प्रचालन या रखरखाव के क्षेत्र में तकनीकी उन्नयन

6.18 रिकार्ड

प्रचालन और रखरखाव उद्देश्यों के लिए निम्नलिखित रिकार्डों का उचित रखरखाव किया जाना चाहिए:

i. आवश्यक प्रचालनात्मक आंकड़े;

ii. पाइपलाइन निगरानी मार्ग रिकार्ड;

iii. संक्षारण रिकार्ड;

iv. रिसाव या टैपिंग और ब्रेक रिकार्ड;

v. नेमी या अपसामान्य निरीक्षणों जैसे बाहरी और आंतरिक स्थितियों से संबंधित रिकार्ड;

vi. पाइपलाइन मरम्मत रिकार्ड

IndiaCode

अनुसूची 1 छ

सुरक्षा और अग्नि संरक्षण

7.1 सामान्य

मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन और खण्डवार वाल्व स्टेशनों को छोड़कर सभी स्थापनाओं में निम्नलिखित अग्नि संरक्षण सुविधाएं होनी चाहिए। मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन और रिपीटर-सह-कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली के लिए बाद के पैरा में वर्णित अनुसार केवल पोर्टेबल अग्निशमकों को ही उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

7.2 ऑटोमैटिक फायर डिटेक्शन और अलार्म सिस्टम

7.2.1 डिटेक्शन प्रणाली :

7.2.1.1 संकेतक, अलार्म और एनुसिएशन के प्रावधान सहित नियंत्रण कक्ष, मोटर नियंत्रण केन्द्र (एमसीसी) कक्ष और उपयोगिता कक्षों में धुंआ या मल्टी सेंसर डिटेक्टर उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

7.2.1.2 ज्वाला या हीट अथवा ज्वाला और ताप संयोजक डिटेक्टरों पम्पिंग यूनिट शेड में उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

7.2.2 फायर अलार्म प्रणाली

i. महत्वपूर्ण स्थलों या कमरे, कॉरिडोर आदि पर फॉयर अलार्म पैनल में हूटर या में साउंडर सहित मैनुअल कॉल प्वाइंट लगाए जाने चाहिए।

ii. बिजली चले जाने पर सुनिश्चित विद्युत आपूर्ति के प्रावधान सहित बिजली चालित फॉयर सॉयरन उपलब्ध कराए जाने चाहिए। फॉयर सायरन की रेंज न्यूनतम 1 कि.मी. होनी चाहिए।

iii. इसके अलावा, प्रचालन की समान रेंज सहित महत्वपूर्ण स्थलों पर हस्तचालित सॉयरन उपलब्ध कराए जाएंगे।

7.3 अग्निशमन उपकरण

7.3.1 नीचे दिए गए अनुसार अग्निशमन उपकरण उपलब्ध कराए जाने चाहिए :

i. बूस्टर पंप क्षेत्र: 1 (एक) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी प्रति दो पंप और 2 (दो) नग 6.5 कि.ग्रा. CO_2 अग्निशामक।

ii. मेन लाइन पंप शेड (इंजन या मोटर चालित) -1 (एक) नग. 75 कि.ग्रा. डीसीपी, 1(एक) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी और 2 (दो) नग 6.5 कि.ग्रा. CO_2 अग्निशामक प्रति दो पंप।

iii. स्क्रैपर बैरल क्षेत्र: 1 (एक) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी अग्निशामक।

iv. सम्प पम्प, ट्रांसमिक्स पंप और तेल वॉटर सेपरेटर पंप: 1(एक) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी अग्निशामक।

v. नियंत्रण कक्ष: 2 (दो) सं. 2.5 कि.ग्रा. क्लीन एजेंट या 1 (एक) नग 4.5 कि.ग्रा. CO_2 अग्निशामक।

vi. यूएचएफ या रेडियो कक्ष: 2 (दो) नग 2.5 कि.ग्रा. क्लीन एजेंट और 1 (एक) नग 4.5 कि.ग्रा. CO_2 अग्निशामक।

vii. यूपीएस या चार्जर रूम: 1 (एक) नग 4.5 कि.ग्रा. CO_2 अग्निशामक।

viii. मीटर प्रूवर या सेपरेटर फिल्टर: 1 (एक) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी अग्निशामक।

ix. रिपीटर स्टेशन या सीपी रिपीटर स्टेशन या एसवी स्टेशन: 1 (एक) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी और 1(एक) नग 4.5 कि.ग्रा. CO_2 अग्निशामक।

x. मेनलाइन आपात उपकरण केन्द्र: 4 (चार) नग कि.ग्रा. डीसीपी और 2 (दो) नग 4.5 कि.ग्रा. CO_2 अग्निशामक।

xi. एयर कंप्रेशर क्षेत्र 1 (एक) नग 4.5 कि.ग्रा. सीओ2 और 1 (एक) नग 5 कि.ग्रा. डीसीपी अग्निशामक।

xii. कार्यशाला: 1 (एक) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी अग्निशामक और 1 (एक) नं. 4.5 कि.ग्रा. CO_2 अग्निशामक।

xiii. सुरक्षा केबिन: 1 (एक) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी अग्निशामक प्रति केबिन।

xiv. ऑयल सैम्पल भण्डारण कक्ष: 1 (एक) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी अग्निशामक प्रति 100 मी^{2} या न्यूनतम 1- नग 9 कि.ग्रा. अग्निशामक प्रति कक्ष, जो भी अधिक हो।

xv. बहिस्राव उपचार संयंत्र क्षेत्र: 1(एक) नग 75 कि.ग्रा. और 2 (दो) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी अग्निशामक।

xvi. ट्रांसफार्मर क्षेत्र: 1(एक) नग 9 कि.ग्रा. प्रति डीसीपी अग्निशामक नग 1

xvii. कार्यालय या भंडार या कैंटीन: 100 एम^2 के लिए 9 कि.ग्रा. डीसीपी अग्निशामक 1(एक) नग

xviii. एमसीसी या डीजी कक्ष या एचटी कक्ष: प्रत्येक कक्ष या प्रति 100 एम^2 फ्लोर क्षेत्र पर 4.5 कि.ग्रा. CO_2 2 (दो) नग

xix. मध्यवर्ती पिगिंग स्टेशन: 1(एक) नग 75 कि.ग्रा. और 1(एक) नग 4.5 कि.ग्रा. CO_2 आधारित।

IndiaCode

xx. सुपुर्दगी या टर्मिनल स्टेशन: 1(एक) नग 75 कि.ग्रा. और 1(एक) नग 9 कि.ग्रा. डीसीपी और 1(एक) नग 4.5 कि.ग्रा. CO_2 आधारित।

7.3.2 एलपीजी स्थापना के लिए निम्नलिखित न्यूनतम अग्निशामक लगाए जाने चाहिए:-

एलपीजी पंप – 1 x 9 कि.ग्रा. डीसीपी / 50 एम^2 हाउसेज।

i. कार्यालय या कैंटीन या स्टोर – प्रत्येक भवन में 2 x 9 कि.ग्रा. डीसीपी।

ii. एमसीसी या डीजी कक्ष या एचटी कक्ष – प्रत्येक कक्ष या प्रति 100 एम^2 फ्लोर एरिया में 2 x 4.5 कि.ग्रा. CO_2। डीजी कक्ष में बालू की चार (4) रेत की बाल्टी और स्टैंड उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

टिप्पणी-I. मौजूदा 10 कि.ग्रा. डीसीपी अग्निशामक को 9 कि.ग्रा. की क्षमता वाले डीसीपी अग्निशामक से यथा समय ड्यु होने पर बदला जाए।

7.3.3 अतिरिक्त पुर्जे: CO_2 और डीसीपी अग्निशामक 20% के लिए प्रत्येक अतिरिक्त पुर्जे संजोकर रखे जाएं। सभी अग्निशामकों पर आईएसआई या समकक्ष मार्क होना चाहिए। प्रत्येक अग्निशामक मैनुअल प्रत्येक स्थान पर उपलब्ध करवाए जाएंगे। किस मात्रा और आकार में अग्निशामक की आवश्यकता है, को आग की प्रकृति या जोखिम की श्रेणी के आधार पर उपलब्ध कराया जाएगा।

7.3.4 निम्नलिखित पर भी विचार किया जाएगा:

i. जहां संवेदनशील विद्युत उपकरण की सफाई और संदूषण महत्वपूर्ण हो या उससे केवल CO_2या क्लीन एजेंट अग्निशामक प्रभावित होते हों, वहां उसे उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

ii. 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 पड़े।

IndiaCode

7.4 प्राथमिक चिकित्सा और सुरक्षा उपस्कर

प्रत्येक पंप स्टेशन या डिलीवरी या प्रत्येक मद के सामने दर्शाए गए टर्मिनल स्टेशन के अनुसार निम्नलिखित व्यक्तिगत सुरक्षात्मक उपस्कर, प्राथमिक चिकित्सा उपकरण और सुरक्षा इंस्ट्रूमेंट की न्यूनतम संख्या उपलब्ध करवाई जानी चाहिए।

i. सुरक्षा हेलमेट – नग-1 प्रति व्यक्ति (न्यूनतम सं. 08)

ii. कंबल सहित स्ट्रेचर - नग 2

iii. प्राथमिक चिकित्सा बॉक्स - नग 1

iv. इलेक्ट्रिकल प्रयोजन के लिए रबड़ के दस्ताने – 2 जोड़े.

v. आग के समीप जाने का सूट – नग 1

vi. रेसुससिटेटर – नग 1

vii. लाल और हरे झंडे – नग 2 प्रत्येक रंग में

viii. एक अतिरिक्त सिलेण्डर सहित स्वपूर्ण सांस लेने का उपकरण (क्षमता 30 मिनट) -1 सेट अतिरिक्त सिलेण्डर के साथ।

ix. वॉटर जैल ब्लैंकेट – नग 1

x. पोर्टेबल मल्टी गैस डिटेक्टर - नग 1

xi. रेत बाल्टी - नग 5

xii. न्यून तापमान वाले रबड़ के दस्ताने - 4 जोड़े (केवल एलपीजी स्थापना के लिए)

xiii. न्यून तापमान वाले सुरक्षात्मक कपड़े – 2 सेट (केवल एलपीजी स्थापना के लिए)

7.5 विंडसॉक

विंडसॉक यथोचित उंचे ढांचे जैसे कि नियंत्रण कक्ष या फायरवाटर पम्प हाउस पर उपलब्ध करवाया जाना चाहिए। विंडसॉक विभिन्न स्थानों पर इस प्रकार से स्थापित किए जाएं कि कम से कम एक विंडसॉक स्थापना के सभी स्थानों से दिखाई देता हो।

7.6 आपात बिजली आपूर्ति

जेनरेटर कक्ष, डीजल कंप्रेसर कक्ष, पीसीसी या एमसीसी कक्ष और नियंत्रण कक्ष जैसे प्रचालन क्षेत्रों के लिए आपात प्रकाश-व्यवस्था उपलब्ध कराई जानी चाहिए। सभी फायर अलार्म या डिटेक्शन प्रणाली या अन्य अग्निशामक प्रणाली के पैनलों के लिए आपात विद्युत आपूर्ति भी उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

7.7 संचार प्रणाली

i. संचार प्रणाली जैसे दूरभाष, वॉकी-टॉकी आदि उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

ii. आईपी स्टेशनों या 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।

7.8 अग्नि जल प्रणाली

7.8.1 सभी डिलीवरी और टर्मिनल स्टेशनों पर अग्नि जल प्रणाली उपलब्ध कराई जानी चाहिए और जिसमें निम्नलिखित शामिल हों:

i. अग्नि जल भण्डारण

ii. अग्नि जल पंप

iii. अग्नि जल वितरण पाइपिंग नेटवर्क

iv. फायर हाइड्रेंट या मॉनीटर

7.8.2 अकेले सबसे बड़े जोखिम पर विचार किया जाना चाहिए।

7.8.3 अग्नि सुरक्षा सुविधाओं के डिजाइन का आधार यह माना जाना चाहिए कि मेन पंप स्टेशन, मध्यवर्ती पंप स्टेशन और पाइपलाइन टर्मिनल स्टेशन के लिए कोई बाहरी अग्निशमन एजेंसियां न्यूनतम 4 घंटे की अवधि के लिए उपलब्ध हों।

7.8.4 सभी एलपीजी पंप (बूस्टर और मेनलाइन पंप), पिग लांचर और रिसीवर, मीटरिंग क्षेत्र, फिल्टर क्षेत्र और प्राप्ति तथा सुपुर्दगी बहुआयामी क्षेत्र को मध्यम वेग छिड़काव प्रणाली द्वारा पूरी तरह ढका जाना चाहिए।

7.8.5 मध्यम गति से जल छिड़काव प्रणाली की स्वत: संचालकता हेतु आग के डिटेक्शन के लिए थर्मल फ्यूज या क्वार्टज बल्ब (क्यूबी को 79°से. पर बुझाना) या इलेक्ट्रो-न्यूमेटिक (ईपी) डिटेक्टरों के जरिए हीट डिटेक्टर उपलब्ध कराए जाने चाहिए। क्यूबी या ईपी डिटेक्टरों को ओवरहेड या खतरे वाले स्थान पर रखा जाना चाहिए।

7.8.6 किसी विपणन या रिफाइनरी के पास स्थित टर्मिनल स्टेशन को अग्नि जल भण्डारण, अग्निशमन पंपों से छूट दी जानी चाहिए। अग्नि जल भंडारण से संबद्ध नेटवर्क और पंप के पास स्थित स्थापना में हाइड्रेंट और मॉनीटर सहित केवल अग्नि जल नेटवर्क ही स्वीकार्य है।

7.9 डिजाइन प्रवाह दर

7.9.1 अग्नि जल पंपिंग आवश्यकता की गणना एलपीजी पाइपलाइन स्थापना के अलावा निम्नलिखित आधार पर की जाएगी:-

i. बाहरी फॉउंडेशन कॉलम माप (लंबाई x चौड़ाई) के आधार पर पंप हाउस शेड के लिए क्षेत्र की 10.2 लीटर प्रति मिनट प्रति वर्ग मीटर (एलपीएम/एम2) की छिड़काव दर।

IndiaCode

ii. 4 एकल हाइड्रेंट आउटलेट और 1 मॉनीटर का एक साथ प्रयोग करने के आधार पर अनुपूरक स्ट्रीम। प्रत्येक हाइड्रेंट आउटलेट की क्षमता 36 एम3/घंटा तथा प्रत्येक उच्च मात्रा की निगरानी 144 एम^2/घंटा के अनुसार 7 कि.ग्रा. / सें.मी^{2} (जी) के दबाव पर करने पर विचार किया जाना चाहिए।

डिजाइन अग्नि जल प्रवाह दर उपर्युक्त (i) या (ii), जो भी अधिक हो, न्यूनतम प्रवाह दर होनी चाहिए।

7.9.2 अग्नि जल पम्पिंग की आवश्यकता की गणना एलपीजी पाइपलाइन स्थापनाओं के लिए निम्नलिखित आधार पर की जानी चाहिए:

7.9.3 मध्यम वेग छिड़काव प्रणाली के लिए अग्नि जल पंपिंग आवश्यकता की गणना निम्नलिखित कूलिंग दर पर आधारित होगी।

(i) पंप शेड: बाहरी फाउंडेशन कॉलम दूरी पर विचार करते हुए छिड़काव घनत्व 20.4 लीटर प्रति मिनट प्रति मीटर वर्ग क्षेत्र (एलपीएम/एम^2) सहित दूरस्थ और स्थानीय प्रचालित डेलूज वॉल्व वाली मध्यम वेग छिड़काव प्रणाली के आधार पर होना चाहिए।

(ii) स्क्रैपर क्षेत्र, मीटरिंग क्षेत्र या फिल्टरिंग क्षेत्र तथा 10.2 एलपीएम/एम^2 सतह क्षेत्र के छिड़काव घनत्व सहित प्राप्ति या डिलीवरी बहुआयामी क्षेत्र मध्यम वेग छिड़काव प्रणाली के आधार पर विचार किया जाना चाहिए। पंप हाउस को एकल जोखिम क्षेत्र के रूप में विचार किया जाना चाहिए। वैकल्पिक रूप से, इसे न्यूनतम 10 मीटर की चौड़ाई सहित उपयुक्त अनेक क्षेत्रों में बांटा जा सकता है।

7.9.4 संयंत्र में अग्नि जल प्रणाली की डिजाइन संख्या 2 अग्नि जल मॉनीटरों या अनुपूरक होज आवश्यकताओं के प्रचालन हेतु अकेले सबसे बड़े जोखिम क्षेत्र तथा 288 एम^2/घंटा की पूर्ति के आधार पर बनाया जाना चाहिए।

टिप्पणी:

i. यदि पाइपलाइन स्थापना में टैंक फार्म हो, तो डिजाइन फॉयर वॉटर आवश्यकता की गणना संगत डिजाइन मानकों के आधार पर की जानी चाहिए।

ii. यदि पाइपलाइन स्थापना में एलपीजी भंडारण सुविधा लाइन, होर्टन क्षेत्र, बुलेट और माउंटेड बुलेट, संगत मानक हो तो उसका डिजाइन अग्नि जल आवश्यकता के लिए अपनाया जाना चाहिए।

7.10 अग्नि जल प्रणाली अभिकल्प

i. अग्नि जल दबाव प्रणाली का डिजाइन न्यूनतम 7.0 कि.ग्रा./से.मी.^{2} (जी) के अवशिष्ट दबाव पर हाइड्रूलिक रूप से आग पानी के नेटवर्क का सबसे दूरस्थ बिंदु पर बनाया जाना चाहिए।

ii. हाईड्रेंट या मॉनीटर सहित सभी पंप स्टेशनों और डिलीवरी या टर्मिनल स्टेशन सुविधा केन्दों की परिधि के आसपास एक अग्नि जल रिंग मेन उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

iii. न्यूनतम दो (2) मॉनीटरों को इस तरह से लगाया जाना चाहिए कि यह पंप क्षेत्र, स्क्रैपर क्षेत्र और सेपरेटर फिल्टर या स्ट्रेनर या प्रवाह मीटर क्षेत्र को ढक सके। फॉयर हाईड्रेंट नेटवर्क बंद लूप में होना चाहिए ताकि प्रणाली में बहुआयामी प्रवाह सुनिश्चित हो सके। जहां पाइप खंड की लंबाई 300 मीटर से अधिक हो, वहां आइसोलेशन वाल्व उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

7.11 अग्नि जल भण्डारण

7.11.1 अग्निशमन के लिए जल आवश्यकता को स्टील या कंक्रीट या चिनाई से निर्मित 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।

7.11.2 भण्डारण टैंक या जलाशय सफाई और मरम्मत की सुविधाएं दो परस्पर जुड़े कंपार्टमेंट में होनी चाहिए। स्टील के टैंकों के मामले में न्यूनतम दो टैंक होने चाहिए।

IndiaCode

7.12 अग्नि जल पंप

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

7.12.2 मोटर चालित जौकी पंप को डिजाइन आवश्कयता के अनुसार अग्नि जल नेटवर्क के दबाव को बनाए रखने के लिए स्थापित किया जाना चाहिए।

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

7.12.4 2 मेन पंपों के लिए कम से कम एक स्टैंडबाई अग्नि जल पंप उपलब्ध कराया जाना चाहिए। 3 और अधिक मेन पंपों के लिए समान प्रकार, क्षमता और शीर्ष के न्यूनतम 2 स्टैंडबाई पंप उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

7.12.5 अग्नि जल पंप स्वचालित स्टार्ट होने वाली सुविधाओं युक्त उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

7.13 फायर हाइड्रेंट नेटवर्क

7.13.1 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 पाइप अंदर से कंक्रीट/मॉर्टर 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 मि.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 भूमि के ऊपर का भाग अंतरण मॉनीटर और हाईड्रेंट के लिए स्टैंड पोस्ट फ्लैंज़्ड कनेक्शन कार्बन स्टील का होना चाहिए।

7.13.2 भूमिगत अग्नि जल मेन में न्यूनतम 1 मी. का कवर होना चाहिए और इस पर उपयुक्त परत या रैपिंग होनी चाहिए।

7.13.3 3" या 4" स्टैंड पोस्ट पर दो पृथक लैण्डिंग वाल्व वाले दोहरे सिरे वाले हाइड्रेंट का इस्तेमाल किया जाएगा। सभी हाइड्रेंट निकास भूमि स्तर से 1.2 मीटर ऊपर या काम करने वाले मंच के स्तर के होने चाहिए।

7.13.4 अग्नि जल मॉनीटर में इंडिपेंडेंट आईसोलेशन वाल्व उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

7.13.5 डेल्युज़ वाल्व छिड़काव सुरक्षा किए जा रहे जोखिम से 15 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए। डेल्युज़ वाल्व और प्रचालन कार्मिक की सुरक्षा के लिए एक फॉयर वॉल उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

7.13.6 आवश्यकतानुसार दो हाइड्रेंट स्टैंड पोस्ट के बीच 2- नग होज सहित होज बॉक्स और फोम बनाने वाली ब्रांच पाइप (एफबी-5एक्स) या बहुद्देशीय शाखा अथवा शार्ट ब्रांच उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

7.13.7 अग्नि हाईड्रेंट या मॉनीटर खतरनाक केन्द्र या 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।

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

7.14 मध्यम वेग छिड़काव प्रणाली

7.14.1 मध्यम वेग छिड़काव प्रणाली सभी महत्वपूर्ण क्षेत्रों जैसे कंप्रेसर यूनिट या सुविधा केन्द्र और प्रशीतन के लिए लगाए केन्द्रों में मूलत: स्प्रे नोजल जो उपकरण की सतह से 0.6 मी. की दूरी पर उपलब्ध होने चाहिए। किसी विशेष केन्द्र में केवल एक प्रकार के स्प्रे नोजल ही उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

7.14.2 सभी स्प्रे नोजल 12 महीनों के अंतराल पर या उससे पहले अथवा अनुभव के आधार पर यदि आवश्यक हो, उचित स्थापना, संक्षारण और सफाई की दृष्टि से निरीक्षण किया जाना चाहिए। नोजल को रखने में सावधानी बरती जानी चाहिए ताकि वॉटर छिड़काव लक्षित सतह से न चूके और दक्षता को कम करने या गणना की गई डिस्चार्ज दर कम न हो।

7.15 गैस निगरानी प्रणाली

i. गैस निगरानी प्रणाली एलएफएल (निम्न ज्वलनशील स्तर) सीमा से कम फैलने वाली गैस संकेंद्रण के बनाने पर शुरुआती चेतावनी के लिए गैस निगरानी प्रणाली उपलब्ध कराई जाएगी। गैस निगरानी प्रणाली के इन डिटेक्टरों को रिसाव के संभावित स्रोत के निकट लगाया जाएगा।

ii. नियंत्रण उपकरण एलईएल संकेंद्रण के विभिन्न स्तर पर कम से कम दो अलार्म बजने में समर्थ होना चाहिए।

iii. डिटेक्टर ऊंचाई पर रिसाव के संभावित स्रोत से कम से कम 0.3 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए जो माउंटिंग स्तर से 0.3 मीटर से अधिक नहीं होना चाहिए।

iv. डिटेक्टरों को पंप शेड और स्क्रैपर या फिल्टर, कोल्ड निकासी और कोल्ड फ्लेयर क्षेत्र के निकट लगाया जाना चाहिए।

v. प्रत्येक स्टेशन में तत्काल प्रतिस्थापन की सुविधा के लिए न्यूनतम 2 स्पेयर डिटेक्टर होने चाहिए।

7.15.1 सामग्री विशिष्टियाँ

ताजे पानी का इस्तेमाल करते हुए अग्नि जल प्रणाली में प्रयुक्त सभी सामग्री नीचे दिए गए प्रकार की होनी चाहिए:

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

ii. यदि खारे पानी या उपचार किए गए बहि:स्राव जल का प्रयोग किया जाता है तो स्टील पाइपों के अग्नि जल मेन पाइप के अंदर सीमेंट मॉर्टर की परत लगाई जानी चाहिए या ग्लास रिइंफोर्सड 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।

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

iv. पृथक वाल्व गेट वाल्व होने चाहिए जिनमें खोलने और बंद करने का संकेतक लगा हो। सामान्य जल के लिए सामग्री ढलवां स्टील तथा खारे पानी सर्विस के लिए कॉपर निकेल की होनी चाहिए।

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

vi. निकासी वाल्व या लैंडिंग वाल्व गनमेटल या एल्युमिनियम या स्टेनलेस स्टील या एल्युमिनियम-जिंक मिश्रधातु के होने चाहिए।

vii. अग्नि होज - रिईंफोर्स्ड 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) या यूएल या समकक्ष मानक के होने चाहिए।

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

ix. होज बॉक्स, वॉटर मॉनीटर और हाइड्रेंट आउटलेट पर आईएस:5 के अनुसार "पीले" रग से रंगा जाना चाहिए।

7.15.2 होज, नोजल और सहायक उपकरण

i. दो हाइड्रेंट स्टैंड पोस्ट की पूर्ति के लिए होज बॉक्स – नग-1

ii. फॉयर होज – नग- 2 प्रति होज बॉक्स – न्यूनतम नग- 10

iii. फोम बनाने वाली ब्रांच पाइप: प्रत्येक होज बॉक्स में नग- 1

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

v. न्यूनतम 2 नग या 25% अतिरिक्त होज भंडारित किया जाना चाहिए।

7.16 रिकार्ड

एएसएमई बी 31.4, पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन कंपनी में उल्लिखित ब्यौरे के अलावा, निम्नलिखित रिकार्ड दस्तावेज भी रखे जाने चाहिए:

i. अभिकल्प या विशिष्टि दस्तावेज

ii. मार्ग नक्शे, संरेखण शीट, क्रासिंग, ड्राइंड, पाइप और इंस्ट्रूमेंटेशन रेखाचित्र, स्टेशन विन्यास पाइप बुक या स्थापना रिकार्ड।

iii. निगरानी निरीक्षण और अनुरक्षण रिपोर्ट

iv. सीपी केन्द्र तथा पाइप का स्थल दर्शाने वाले रिकार्ड और नक्शे

v. सीपी मॉनीटरिंग रिपोर्ट

vi. रिसाव फूटन और मरम्मत रिकार्ड

vii. उपकरण का पिछला रिकार्ड

viii. पाइपलाइन पिगिंग रिपोर्ट

ix. आयाम, धातुकर्मी, डीटी और एनडीटी, स्ट्रेंथ, खिंचाव, निष्पादन और कार्यात्मक रिपोर्ट सहित सामग्री प्रमाणन

x. वेल्डिंग रिकार्ड

xi. प्रक्रिया योग्यता रिकार्ड (पीक्यूआर), वेल्डिंग प्रक्रिया विशिष्टि (डब्लूपीएस) और वेल्डर अहर्ता रिकार्ड

xii. तरल आईएन से पूर्व अवसंरचना की तृतीय पक्ष तकनीकी लेखा-परीक्षा रिपोर्ट

xiii. कमीशनिंग रिपोर्टें

xiv. गैर-अनुपालन या अपवर्तन रिपोर्टें

xv. निरीक्षण, माप, मीटरिंग तथा जांच उपकरण के व्यास-मापन रिकार्ड

IndiaCode

अनुसूची – 1ज

विविध

8.1 सॉर बहुचरणीय सेवा के लिए सामग्री

8.1.1 ऑयल फील्ड उपकरण के लिए एनएसीई मानक एमआर-01-75 'सल्फाइड दबाव क्षरण क्रैकिंग प्रतिरोधी धातु सामग्री परिवहन किए गए तरल में हाइड्रोजन सल्फाइड पर सीमित बहुलता' को परिभाषित किया गया है क्योंकि यह सॉर सर्विस के रूप में माना जाता है।

टिप्पणी:

जबकि पिछले अनुभव ने इसे न्यूनतम संकेंद्रण के रूप में स्वीकार किया है, जिस पर सल्फाइड दबाव क्षरण क्रैकिंग हो सकती है, चरणों में अन्य घटकों की उपस्थिति बहुचरणीय तरल बनाती है, जैसे गैस में कार्बन डाइऑक्साइड और पानी में नमक या बड़ी मात्रा में निर्बाध पानी और गैस हाइड्रोजन सल्फाइड के न्यून संकेंद्रण से समस्या उत्पन्न हो सकती है।

8.1.2 एएसएमई बी31.4 और इस मानक की लागू आवश्यकताओं के अलावा, और सॉर बहुचरणीय सेवा में प्रयुक्त सभी सामग्रियां निम्नलिखित आवश्यकताओं को पूरा करेंगी:

i. खुले में रखी पाइप, वाल्व, फिटिंग, फ्लेंजेस बॉल्टिंग और संपर्क में अन्य उपकरण या जिनमें सॉर बहुचरणीय तरल रखना आवश्यक होता है, दबाव क्षरण क्रैकिंग और हाइड्रोजन प्रेरित चरणबद्ध दरारें पड़ने की आशंका रहती है और इस प्रकार डिजाइन में सामग्री चयन पर उचित विचार किया जाना चाहिए।

ii. सॉर बहुचरणीय सर्विस के लिए प्रयुक्त सभी सामग्रियां, तेल क्षेत्र उपकरण हेतु एनएसीई मानक एमआर-01-75, 'सल्फाइड दबाव क्षरण क्रैकिंग प्रतिरोधी धातु सामग्री' के अनुरूप होनी चाहिए। सर्विस तथा शामिल सामग्रियों के आधार पर एनएसीई मानक एमआर-01-75 और टीएम-02-84 में विनिर्दिष्ट अनुसार क्रमश: सल्फाइड दबाव संक्षारण क्रैकिंग (एसएससीसी) और हाईड्रोजन इंड्युज़्ड क्रैकिंग (एचआईसी)के लिए सामग्री दीर्घ और अल्पावधि आचरण के लिए भी आयोजित किया जाना चाहिए।

iii. सॉर बहुचरणीय सेवा के लिए वांछित दबाव वाले घटक (पाइप को छोड़कर) की स्थायी मार्किंग के साथ पूरी तरह पहचान की जाएगी।

IndiaCode

अनुबंध - I

विभिन्न स्टेशन सुविधाओं के लिए न्यूनतम आंतरिक दूरी (एलपीजी के अलावा)

क्र.सं.	से या तक	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	बूस्टर या मेनलाइन पंप शेड	X	16	X	16	30	30	30	16	30	30	X	X	X	X
2	स्क्रैपर लांचर या रिसीवर	16	X	X	16	30	16	16	16	30	16	X	X	X	X
3	फिल्टर या मीटरिंग या सैम्पलिंग प्वाइंट या सम्प टैंक	X	X	X	16	30	16	30	16	30	16	X	X	X	X
4	नियंत्रण कक्ष यूपीएस या एससीएडीए- टेलिकॉम या कार्यालय भवन	16	16	16	X	16	16	X	X	30	X	16	16	16	16
5	फॉयर पंप हाउस या फॉयर वॉटर भंडारण टैंक	30	30	30	16	X	12	X	16	60	X	X	30	30	30
6	चारदीवारी	30	16	16	16	12	X	X	6	16	X	5	16	16	16
7	इलेक्ट. सब-स्टेशन या स्विच यार्ड या ट्रांसफार्मर्स	30	16	30	X	X	X	X	X	#	#	16	30	30	30
8	मोटर नियंत्रण केन्द्र या विद्युत नियंत्रण केन्द्र या परिवर्तनीय आवृत्ति ड्राइव	16	16	16	X	16	6	X	X	#	#	16	16	30	30
9	एपीआई ऑयल वॉटर सेपरेटर्स (ओपन टाइप)	30	30	30	30	60	16	#	#	X	#	X	30	30	X
10	सर्विस भवन (भंडार या सुविधाएं)	30	16	16	X	X	X	#	#	#	X	16	16	16	16
11	स्टेशन ब्लॉक वाल्व	X	X	X	16	X	5	16	16	X	16	X	X	X	X
12	मीटरिंग प्रणाली	X	X	X	16	30	16	30	16	30	16	X	X	X	X
13	संप टैंक (यू/जी)	X	X	X	16	30	16	30	30	30	16	X	X	X	X
14	एपीआई सेपरेटर (बंद टाइप)	X	X	X	16	30	16	30	30	x	16	X	X	X	X

IndiaCode

टिप्पणियां:

I. सभी दूरी मीटर में है। सभी दूरी की गणना प्रत्येक सुविधा केन्द्र के परिसर में निकटतम बिंदुओं के मध्य के अनुसार की जाएगी।

II. # - सुरक्षा दूरी ओआईएसडी–एसटीडी–118 के अनुसार।

III. उपर्युक्त में शामिल न की गई अन्य स्टेशन सुविधाओं को ओआईएसडी-एसटीडी-118 द्वारा अधिशासित किया जाएगा।

IV. x – निर्माण और प्रचालन सुविधा के लिए उपयुक्त कोई दूरी।

V. फॉयर वॉटर हाइड्रेंट या मॉनीटरों को संरक्षित किए जाने वाले उपकरण या सुविधा केन्द्रों को न्यूनतम 15 मी. की दूरी पर स्थापित किया जाना चाहिए।

VI. चारदीवारी से दूरी के लिए, इस तालिका में उल्लिखित दूरी तथा स्थानीय उप-नियम (यदि कोई हो) की आवश्यकता, जो भी अधिक हो, से अधिशासित होगी।

VII. पाइपलाइन के लूप लाइन टर्मिनल स्थल पर स्क्रैपर बैरल और चारदीवारी के बीच की दूरी 5 मीटर से कम नहीं होनी चाहिए।

VIII. एसवी स्टेशन (मोटर चालित) की दूरी के लिए खंड-वार वाल्व के परिसर की चारदीवारी के बीच की दूरी न्यूनतम 5 मीटर होनी चाहिए। एसवी या सीपी स्टेशनों पर अन्य सभी सुरक्षा दूरी को प्रचालनात्मक आवश्यकता और लागू स्थानीय सांविधिक प्राधिकारों के अनुसार रखा जाएगा।

अनुबंध -II

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में प्रयुक्त पाइपिंग सामग्रियों की विशिष्टियों की सूची

मानक संख्या	मानक शीर्षक
स्टील पाइप	
एपीआई 5एल : 2012	लाइन पाइपों के लिए विशिष्टि
एएसटीएम ए106 : 2014	उच्च ताप सर्विस के लिए बिना जोड़ के कार्बन स्टील पाइप।
एएसटीएम ए333 : 2013	कम ताप सर्विस के लिए बिना जोड़ के तथा वेल्ड किए गए स्टील पाइप तथा अपेक्षित निशान वाले अन्य कठोर अनुप्रयोग
वाल्व	
एपीआई एसपीईसी 6डी: 2014	पाइपलाइन और पाइपलाइन वाल्व के लिए विशिष्टि
आईएसओ – 14313: 2007	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस उद्योग – पाइपलाइन परिवहन प्रणालियां – पाइपलाइन वाल्व
एएसएमई बी16.34: 2013	वाल्व फ्लैंज्ड, थ्रेडेड और वेल्डिंग सिरा
बीएस ईएन आईएसओ 15761 : 2002	डीएन 100 के लिए स्टील गेट, ग्लोब और जांच वाल्व तथा पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस उद्योगों के लिए छोटे आकार के डीएन
आईएसओ 17292 : 2004	पेट्रोलियम, पेट्रोरसायन और उद्योगों के लिए धातु बॉल वाल्व
बीएस 1873 : 1975	पेट्रोलियम, पेट्रोरसायन और संबद्ध उद्योगों के लिए स्टील ग्लोब और ग्लोब स्टॉप और चेक वाल्व के लिए विशिष्टि (फ्लेंज्ड और बट-वेल्डिंग एंड्स)
फ्लैंजेस और ब्लैंक्स	
एएसएमई बी16.5 : 2013	पाइप फ्लेंजस और फ्लैंज्ड फिटिंग्स – एनपीएस 24 मीट्रिक / इंच मानक के जरिए

IndiaCode

	एनपीएस ½ इंच
एएसएमई बी16.36: 2009	ओरिफाइस फ्लैंज्स
एमएसएस एसपी-44: 2006	स्टील पाइपलाइन फ्लैंज्स
फिटिंग्स	
एएसएमई बी 16.9 : 2012	फ़ैक्टरी निर्मित रॉह्ट बट वेल्डिंग फिटिंग्स
एमएसएस एसपी-75 : 2014	उच्च शक्ति, रॉह्ट, बट वेल्डिंग फिटिंग्स
एमएसएस एसपी 97 : 2012	परस्पर रिइंफोर्स्ड फोर्जड ब्रांच आउटलेट फिटिंग्स – सॉकेट वेल्डिंग, थ्रेडेड और बट वेल्डिंग एंड्स।
आईएस 1239 (भाग 2) : 2011	स्टील ट्यूब, टुबुलर और अन्य ढलवां स्टील फिटिंग्स - विशिष्टि - भाग ।: माइल्ड स्टील टुबुलर और अन्य ढलवां स्टील पाइप फिटिंग्स।
स्टड बोल्ट और नट	
एएसटीएम ए194 : 2014	उच्च दबाव या उच्च तापमान सेवा या दोनों के लिए कार्बन और मिश्र धातु स्टील नट
एएसटीएम ए193 : 2014	उच्च तापमान या उच्च दबाव सेवा और अन्य विशेष प्रयोजन अनुप्रयोगों के लिए मिश्रित धातु स्टील और स्टेनलेस स्टील बोल्टिंग हेतु मानक
एएसटीएम ए153 : 2009	लोहे और स्टील हार्डवेयर पर जिंक कोटिंग (हॉट डिप) के लिए मानक विशिष्टि
एएसएमई बी18.2.1 : 2012	वर्ग, हेक्स, हेवी हेक्स और आस्कयु हेड बोल्ट और हेक्स, हेक्स फ्लेंज, लोब्ड हेड और लैग स्क्रू (इंच सीरिज)।
एएसएमई बी18.2.2 : 2010	सामान्य अनुप्रयोगों के लिए नट: मशीन स्क्रू नट, हेक्स, वर्ग, हेक्स फ्लेंज, और काउपलिंग नट (इंच सीरिज)
गैस्केट	
एएसएमई बी16.20 : 2012	पाइप फ्लेंज के लिए मेटेलिक गैस्केट: रिंग ज्वाइंट, स्पाइरल विंड और जैकेटेड
उच्च दबाव एसएस ट्यूबिंग और फिटिंग्स	
एएसटीएम ए269 : 2014	सीमलेस के लिए मानक विशिष्टि तथा सामान्य सेवा के लिए वेल्डेड आउस्टेनिटिक स्टेनलेस स्टील ट्यूबिंग।
दबाव सुरक्षा वाल्व और दबाव मापने का उपकरण	
एपीआई 526 : 2009	फ्लैंज्ड स्टील दबाव रेलीफ वाल्व
बीएस ईएन 837-1 : 1998	दबाव गेज – भाग -।: बोउर्डन ट्यूब दबाव गेज; आयाम, मेट्रोलोजी, आवश्यकता और जांच।

IndiaCode

बीएस ईएन 837-2 : 1998	दबाव गेज – भाग -2: दबाव गेजों का चयन और स्थापना संस्तुतियां।
बीएस ईएन 837-3 : 1998	दबाव गेज – भाग -3: डॉयफ्राम और कैप्सूल दबाव गेज। आयाम, मेट्रोलोजी, आवश्यकता और जांच।
एएसएमई खंड VIII : 2010	बॉयलर और दबाव वेसल कोड: दबाव वेसल के निर्माण के लिए नियम: फिल्टर्स

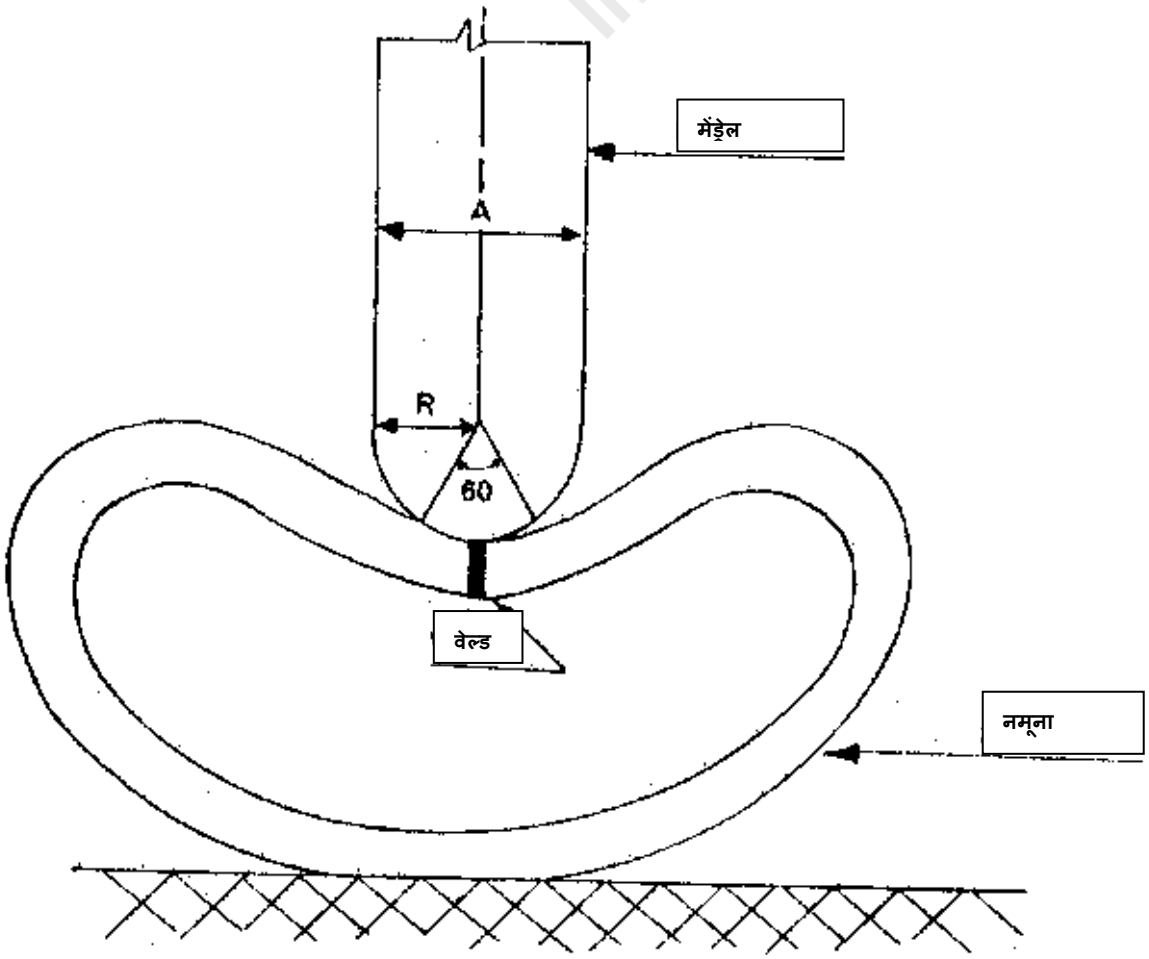
अनुबंध-।।।

बिजली के वैल्ड किए हुए पाइपों के लिए अतिरिक्त अपेक्षाएं

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

रिवर्स बेंड 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 मि. मी. से 115 मि. मी. लम्बा होगा तथा आगे दी गई विधि एवं रेखाचित्र के अनुसार उसकी रिवर्स बेन्ड जांच की जाएगी।



मैन्ड्रल का चयन

रिवर्स बेंड टैस्ट 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 - स्ट्रेन

'ई' का न्यूनतम माप इस प्रकार होगा:

स्टील का ग्रेड	'ई' का न्यूनतम मान
एपीआई 5एल बी	0.1375
एपीआई 5एल एक्स-42	0.1375
एपीआई 5एल एक्स-46	0.1325
एपीआई 5एल एक्स-52	0.1250
एपीआई 5एल एक्स-56	0.1175
एपीआई 5एल एक्स-60	0.1125
एपीआई 5एल एक्स-65	0.1100
एपीआई 5एल एक्स-70	0.1025
एपीआई 5एल एक्स-80	0.0950

IndiaCode

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)।

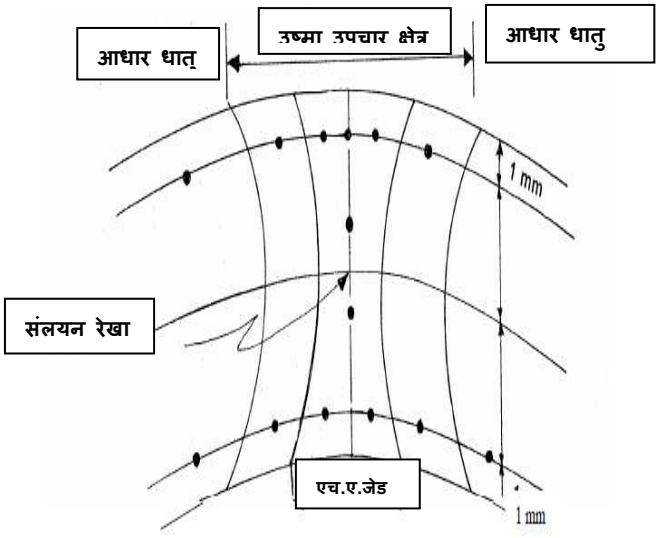
यदि नमूने का व्यास और पाइप की सतह की मोटाई तथा मैंड्रल की त्रिजा इस प्रकार की है

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 4 मिलीमीटर से अधिक की क्रैक्स और रप्चर्स आ जांए 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 प्रत्येक लॉट में अधिकतम 100 पाइपों में से किसी एक पाइप से लौंगिट्युडिनल वेल्ड 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 क्षेत्र का ताप उपचार पर्याप्त है और छेड़छाड़ के बिना कोई मार्टेनसाइट नहीं बची है।

विनिर्माता एएसटीएम ई-32 के अनुरूप चित्र में दर्शाए गए अनुसार प्रत्येक नमूने की कड़ाई को मापेगा। आधार सामग्री की कड़ाई और ताप प्रभावित क्षेत्र के बीच अधिकतम अंतर 80 प्वाइंटस विकर एचवी10 से कम होगा।

अनुबंध— IV

लागू मानक और संदर्भ सूची

मानक संख्या	मानक का शीर्षक
एएसएमई बी 31.4: 2009	तरल हाइड्रोकार्बन और अन्य तरल के लिए पाइपलाइन परिवहन प्रणाली
एपीआई 1102 : 2007	स्टील पाइपलाइन क्रॉसिंग रेलरोड और राजमार्ग
एपीआई 1104 : 2013	पाइपलाइनों की वेल्डिंग और संबंधित सुविधाएं
एपीआई 1109 : 2010	तरल पेट्रोलियम पाइपलाइन सुविधा मार्क करना
एपीआई 1110 : 2013	गैस, पेट्रोलियम गैस, खतरनाक तरल, अत्यधिक संवेदनशील तरल या कार्बन डाइऑक्साइड के परिवहन के लिए स्टील पाइपलाइनों की दबाव जांच हेतु संस्तुत प्रक्रिया
एपीआई आरपी 500 : 2012	वर्ग-I, प्रभाग-I और प्रभाग 2(viii) एपीआई – 5एल 2012, लाइन पाइपों के लिए मानक विशिष्टि के रूप में वर्गीकृत पेट्रोलियम सुविधा केन्द्रों हेतु स्थलों के वर्गीकरण हेतु संस्तुत प्रक्रिया।
एपीआई विशिष्टी 6डी: 2014	पाइपलाइन और पाइपलाइन वाल्वों (x) एएसएमई खंड VIII; 2013, बॉयलर एवं दबाव

	वेसल कोड के लिए विशिष्टयां प्रभाग 1 दबाव वेसल कोड प्रभाग 2 दबाव वेसल के लिए वैकल्पिक नियम
एएसएमई खण्ड IX: 2013	वेल्डिंग, ब्रेजिंग और फ्यूजिंग अर्हता: वेल्डिंग, ब्रेजिंग और फ्यूजिंग अर्हता प्रक्रियाएं; और वेल्डिंग, ब्रेजिंग और फ्यूजिंग ऑपरेटर।
एमएसएस-एसपी-58: 2009	पाइप हैंगर्स एवं स्पोर्टस – सामग्री, डिजाइन, निर्माण, चयन, अनुप्रयोग और स्थापना। एनएसीई-एसपी 01-69; 2013, भूमिगत या सब्मर्जड मैटेलिक पाइपिंग प्रणाली पर बाहरी संक्षारण नियंत्रण।
एनएसीई-एसपी-01-06: 2006	स्टील पाइपलाइंस प्रणालियों में आंतरिक संक्षारण का नियंत्रण
आईएसए एस-75.01 : 2012	नियंत्रण वाल्व के आकार के अनुरूप प्रवाह का मूल्यांकन
आईएसए एस-75.02 : 1996	नियंत्रण वाल्व परीक्षण प्रक्रिया
आईईसी – 60079 : 2011	विस्फोटक गैस वातावरण के लिए बिजली के उपकरण
आईईसी – 60529 : 2013	घेरे द्वारा उपलब्ध कराई गई सुरक्षा की मात्रा
ओआईएसडी-एसटीडी- 118 : 2008	तेल और गैस स्थापनाओं की रूपरेखा
ओआईएसडी-एसटीडी-141: 2012	क्रासकंट्री हाइड्रोकार्बन पाइपलाइनों के लिए डिजाइन और निर्माण संबंधी आवश्यकताएं
आईएस-5572 : 2009	बिजली की स्थापना के लिए ज्वलनशील गैसों और वाष्प वाले खतरनाक क्षेत्रों (खदान के अलावा) का वर्गीकरण।
आईएस – 5571 : 2009	खतरनाक क्षेत्र के लिए बिजली के उपकरण के चयन हेतु दिशानिर्देश (खदान के अलावा)।
आईएस 3043 : 1987	अर्थिंग के लिए प्रक्रिया कोड
आईएस:2309 : 1989	आकाशीय बिजली गिरने से बचने के लिए भवनों और संबद्ध ढांचों की सुरक्षा के लिए प्रक्रिया संहिता [ईटीडी 20: बिजली स्थापना].
आईएसओ 14313 : 2007	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस उद्योग – पाइपलाइन परिवहन प्रणाली – पाइपलाइन वाल्व
एनएसीई एसपी-0177: 2014	धात्विक ढांचों और संक्षारण नियंत्रण प्रणाली पर प्रत्यावर्ती धारा और आकाशीय बिजली गिरने के प्रभाव का मिटिगेशन।

IndiaCode

उपमन्यु चटर्जी, सचिव

[विज्ञापन III/4/असा./ 368]

PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD

NOTIFICATION

New Delhi, the 12th February, 2016

G.S.R. Infra/ T4S/ P&PPPL/01 /2014. - 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 Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2016.

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

2. Definitions.

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

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

(b) "ASME B 31.4" means standard covering Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids referred to in Annexure IV;

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

(d) "pumping station" means an installation on the pipeline having pumping units to boost petroleum and petroleum products pressure;

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

(f) "onshore" means areas other than offshore which shall form the scope of these regulations. Feeder lines from / to jetty or other storage points shall also form a part of the onshore pipelines;

(g) "operating company or operator" means an entity engaged in the operation of petroleum and petroleum products pipeline network;

(h) "petroleum" means any liquid hydrocarbon or mixture of hydrocarbons, and any inflammable mixture (liquid, viscous or solid) containing any liquid hydrocarbon, including crude oil and liquefied petroleum gas, and the expression 'petroleum product' shall mean any product manufactured from petroleum;

(i) "petroleum and petroleum products pipeline" means any pipeline including branch or spur lines for transport of petroleum and petroleum products and includes all connected infrastructure such as pumps, metering units, storage facilities at originating, delivery, tap off points or terminal stations including line balancing tanks and tankage required for unabsorbed interface essential for operating a pipeline system;

(j) "right of use or right of way" means the area or portion of land within which the pipeline operator or entity has acquired the right through the Petroleum and Minerals Pipelines (Acquisition of Right of User in land) Act, 1962 or in accordance with the agreement with the land owner or agency having jurisdiction over the land to lay, operate and maintain the petroleum and petroleum products pipelines.

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

3. Application.

(1) These regulations shall apply to all the entities authorized by the Board to lay, build, operate or expand petroleum and petroleum products pipelines under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2010 and any other petroleum and petroleum products pipelines including dedicated pipelines.

(2) Definitions of design, material and equipment, piping system components and fabrication, installation and testing, commissioning, corrosion control, operation and maintenance and safety of petroleum and

petroleum products pipelines network shall be in accordance with the requirements of ASME B31.4 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 petroleum and petroleum products pipelines.

(2) These regulations shall cover pipeline design, materials and equipment, piping system components and fabrication, installation, testing, corrosion control, operation and maintenance and safety of petroleum and petroleum products pipelines. The pipelines include dedicated pipelines for specific consumers but excludes offshore crude pipelines, onshore well flow, feeder and collector pipelines.

5. Objective.

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 petroleum and petroleum products pipelines system and shall primarily focus on safety aspects of the employees, public and facilities associated with petroleum and petroleum products pipelines.

6. The standard.

Technical Standards and Specifications including Safety Standards (hereinafter referred to as Standard) for petroleum and petroleum products pipelines are at Schedule I which cover Design (Schedule 1A), Material and Equipment (Schedule 1B), Piping System Components and Fabrication Details (Schedule 1C), Installation and Testing (Schedule 1D), Corrosion Control (Schedule 1E), Operation and Maintenance (Schedule 1F), Safety (Schedule 1G), Miscellaneous (Schedule 1H) as read with Annexure I to Annexure IV.

Indiacode

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 petroleum and petroleum products pipelines network based on some other standard or is not meeting the requirements specified in these regulations, the entity shall carry out a detailed Quantitative Risk Analysis (QRA) of its infrastructure. The entity shall thereafter take approval from its Board or highest decision making body for non-conformities and mitigation measures. Approval of the Board or highest decision making body of entity along with the compliance report, mitigation measures and implementation schedule shall be submitted to the Board within six months from the date of notification of these regulations.

(3) The continuation of operation of existing petroleum and petroleum products pipelines network shall be allowed only if it meets the following requirements, namely:-

(i) The petroleum and petroleum products pipelines system shall have been tested initially at the time of commissioning in accordance with ASME B 31.4. The entity shall 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 shall produce in service test record of the petroleum and petroleum products pipelines network having been tested as per ASME B 31.4 or carry out intelligent pigging survey alongwith fitness for purpose report:

Provided that-

(a) the entity shall submit self-certification in support of meeting the above requirements within a month but not later than three months of notification of these regulations;

(b) certifications referred to in para (a) shall be done for petroleum and petroleum products pipelines 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 from the

date of coming into force of these regulations and the authorized entity shall maintain the integrity of the existing petroleum and petroleum products pipelines system at all times in accordance with separate regulations on Integrity Management System; 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) The entity shall provide 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.

(2) In the event of any default in sub-regulation (1), the entity shall qualify as defaulting entity under the regulation 16 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2010.

(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 any penal action under the provisions of the Act or termination of operation or termination of authorization, namely:-

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

(b) the entity defaults three times under regulation 16 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines), Regulations, 2010;

(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; and

(e) in the event the installation 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 petroleum and petroleum products pipelines system.

10. Miscellaneous.

(1) If any question arises as to the interpretation of these regulations, the same shall be decided by the Board.

(2) The Board may issue guidelines consistent with the Act to meet the objective of these regulations as deemed fit.

APPENDIX

List of Critical Activities

In Petroleum and Petroleum Products Pipelines

Sr. No.	Critical Infrastructure or Activity or Processes	Time period for Implementation and Compliance	Implementation plan
1	Test record for radiography, ultrasonic test or other applicable NDT methods (as carried out before commissioning)	6 months	to be complied within 6 months
2	Hydro-test (as carried out before commissioning) Report as per Regulation 7(3)	6 months	to be complied within 6 months
3	Pipeline cathodic protection record	6 months	to be complied within 6 months

4	Pipeline As-built records	6 months	to be complied within 6 months
5	Intelligent pigging shall be carried out to detect metal loss for the pipelines of size 6 inch (168.3 mm) 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 liquid petroleum and petroleum products pipelines and 10 years for other liquid petroleum and petroleum products pipelines, 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 12 months	To be implemented
7	Environmental friendly fire extinguishing system for closed space.	1 year	For control room, switch gear and battery room, etc. (CO_2 is acceptable only for unmanned station)
8	HAZOP shall be done for all the pipeline facilities		HAZOP to be carried out and mitigation plan to be implemented

Note: For Sr.No. 1, 2 and 4, if documents are not available or maintained, certification by the Pipeline Head to be submitted.

Schedule 1

Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum and Petroleum Products Pipelines

Schedule-1A DESIGN
Schedule-1B MATERIAL AND EQUIPMENT
Schedule-1C PIPING SYSTEM COMPONENTS AND FABRICATION DETAILS
Schedule-1D INSTALLATION AND TESTING
Schedule-1E CORROSION CONTROL
Schedule-1F OPERATION AND MAINTENANCE
Schedule-1G SAFETY AND FIRE PROTECTION
Schedule-1H MISCELLANEOUS

Schedule 1A
DESIGN

1.1 General Provisions

1.1.1 The pipelines shall be designed in a manner that ensures adequate public safety under all conditions likely to be encountered during installation, testing, commissioning and operating conditions. All materials and equipments shall be selected to ensure safety and suitability for the condition of use.
1.1.2 The selection of design for liquid hydrocarbon pipelines shall be based on the fluid properties, service, required throughput, operating and environmental conditions.
1.1.3 All components of the pipeline system shall be designed to be suitable and fit for the purpose throughout the design life.
1.1.4 Cross country pipeline of size less than NPS 4 inch shall not be used.

1.2 Other Design Requirements

All necessary calculations shall be carried out to verify structural integrity and stability of the pipeline for the combined effect of pressure, temperature, bending, soil or 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:

i. Buoyancy control and stability analysis for pipeline section to be installed in areas subjected to flooding or submergence.
ii. Crossing analysis of rivers by trenchless techniques, wherever sub-strata is favorable for such methods of construction.
iii. Evaluation of potential for earthquake occurrence along pipeline route and carrying out requisite seismic analysis to ensure safety and integrity of the pipeline system.

1.3 Design Temperature

1.3.1 Appropriate temperature range for design of pipeline or piping system shall be determined based on temperature of liquid hydrocarbon proposed to be transported through the pipeline, ambient or sub-soil temperature.

1.3.2 Maximum temperature for design of above ground section of pipeline or piping shall be the maximum expected liquid temperature during operation or maximum ambient temperature whichever is higher. In no case maximum temperature for carbon steel pipelines shall be more than (+) 120 Deg C.

1.3.3 Maximum temperature for design of buried section of pipeline or piping shall be maximum expected liquid hydrocarbon temperature during operation or maximum sub-soil temperature whichever is higher.

1.3.4 Minimum temperature for design shall be minimum expected liquid hydrocarbon temperature during operation or minimum ambient or sub-soil temperature whichever is lower. In no case minimum temperature for carbon steel pipelines shall be less than (-) 29 Deg C.

1.3.5 When maximum liquid hydrocarbon temperature during operation is below 65 Deg C, thermal expansion and stresses in the above ground section of pipeline or piping shall be evaluated considering pipe skin temperature of 65 Deg C.

1.4 Steel Pipe

1.4.1 Straight Pipe Wall Thickness

The minimum nominal wall thickness for steel pipe shall be as per ASME B31.4.

Wall thickness 't' for straight steel pipe under internal pressure shall be calculated by the following equation:

$$T=\frac{P_i \times D}{2 \times S}$$

Where,

D= outside diameter of pipe

P_i= Internal Pressure

S= F x E x Specified minimum yield strength of pipe.

Where,

F = Design factor

E=1 for Seamless, Electric Welded (HFW) and Submerged Arc Welded (SAW) pipe

1.4.2 Additional Requirement for Nominal Wall Thickness

Consideration shall also be given to any additional loading while selecting Nominal Wall Thickness as per ASME B 31.4.

1.4.3 Design Factors (F)

Design factors to be used in design formula shall be as per Table 1 given below.

Table 1: Design Factor (F) for Steel Pipe

Facility	Design Factor (F)
A. Pipelines, mains, and service lines	0.72
B. Crossings of roads, railroads without casing:	

a) Private Roads, Unimproved Public Roads	0.72
b) Roads, highways, public streets, with hard surface	0.72 (Note -1)
c) Railroads	0.60
C. Crossings of roads, railroads with casing	0.72
D. Parallel Encroachment of Pipeline on Roads and Railways:	
a) Private roads, Unimproved Public Roads	0.72
b) Roads, highways, public streets, with hard surface	0.72 (Note -1)
c) Railroads	0.60
E. Pipelines on bridges	0.50
F. River Crossings	0.72 (Note -1)
G. Dispatch terminal, intermediate pumping and pigging station, receipt or terminal piping and other stations piping	0.72

Notes:

1) Higher thickness may be used if required to reduce stresses or for providing stability during installation and/or service.

IndiaCode

1.4.3.1 The selected wall thickness shall also be checked to ensure that the diameter to thickness (D/t) ratio does not exceed 100 in order to avoid damage to pipe during handling and transportation.
1.4.3.2 Other loadings shall be considered and provided for in accordance with sound engineering practices, such as:

i. Loadings caused by scour, erosion, soil movement and landslides, installation forces, wind loading, earthquake loading etc.
ii. Weight of water during hydrostatic testing and weight of product during operation shall also be considered.
iii. Consideration shall be given to the use of lower allowable design stress if there is likelihood of repeated stress changes giving rise to fatigue conditions.

1.4.4 Pre-operational Stresses

Consideration shall be given to but not restricted to the effect of the following pre-operational loads:

i. Transportation and stockpiling of the pipe
ii. Stringing, coating and wrapping and laying
iii. Backfilling
iv. Loads imparted by construction traffic
v. Field bending
vi. Pulling load during horizontal direction drilling
vii. Frictional load during jacking and boring
viii. Hydrostatic test pressure loads (particularly when the pipeline is constructed as an above ground installation or is buried in unstable soils)

1.4.5 Surge Analysis

1.4.5.1 A detailed surge analysis shall be carried out during design stage considering the following condition:

i. Closure of sectionalizing motor operated valve (MOV) or ROV or Actuator valves on the mainline
ii. Closure of inlet MOV or ROV or Actuator valves of the storage tanks during receipt

iii. Closure of any MOV or ROV or Actuator valves in the delivery pipeline

iv. Stoppage of pump(s) at originating or intermediate pump station

v. Closure of valves during emergency shut down

vi. Combination of the above

vii. Any other condition which can generate surge pressure

1.4.5.2 In order to protect the pipeline against surge pressure, surge relief valve or equivalent measures such as suitable interlocks to trip the mainline pump through SCADA or station control system shall be provided. The required capacity needed to be relieved through surge relief valve shall be determined by carrying out the surge analysis for above different scenarios under which a surge may occur in the pipeline. The set pressure of surge relief valve shall be such that in any case the overpressure in the pipeline or connected piping system does not exceed the internal design pressure by more than 10%.

1.4.6 Anti-buoyancy Measure

Pipeline crossing water bodies, marshy areas, swamps and areas with high water table, etc. shall be checked for buoyancy and if required suitable anti-buoyancy measures such as continuous concrete weight coating or concrete block, gravel filled geotextile bags, anchors, increased pipeline cover, select backfill, etc. shall be provided. The specific gravity of the same under empty or installation conditions shall be minimum 1.1.

1.4.7 Corrosion

All underground pipes and its components shall be protected against corrosion using suitable external anti-corrosion coating or painting and cathodic protection system. All above ground piping and its components shall be protected against corrosion by providing suitable anti-corrosion painting or coating.

1.5 Location And Layout of Pipeline Installations

1.5.1 Location

1.5.1.1 Originating, intermediate and terminal facilities of cross country pipeline such as Originating Pump Station or Originating Station, Intermediate pump or pigging Station, Tap-off Station and Sectionalizing Valve Stations etc. shall be located considering following aspects:

i. Functional and pipeline hydraulic requirements.
ii. Environmental consideration based on Environmental Impact Assessment (EIA) and Risk Analysis (RA) study for the pipeline and stations.
iii. The Hazard and Operability (HAZOP) study and Hazard Analysis (HAZAN).
iv. The availability of space for future augmentation of facilities.
v. Approachability, water table and flood level and natural drainage.
vi. Availability of electric power and water.
vii. Habitation.

1.5.1.2 In addition to above, pipeline installations should be located so as to minimize the hazard of communication of fire to the pump station from structures on adjacent property.

1.5.2 Layout

1.5.2.1 The following aspects shall be considered while establishing station layout

i. Station equipments and their specifications including sump tanks(s), surge tanks etc.
ii. P&I diagram for the station.
iii. Utility requirement including other storage tanks like High Speed Diesel (HSD) for power generation etc.
iv. Storm water drainage system.
v. Operation & maintenance philosophy of station equipments.
vi. Fire station and allied facility wherever required.
vii. Proximity to over head power lines. Overhead power lines should not be allowed directly above station equipment or buildings.
viii. High Tension (HT) Pole structure, Transformers, Breaker and Master Control Centre (MCC) room etc. to be located maintaining minimum inter distance requirement as per Annexure I.

IndiaCode

ix. Requirement of space and access around the pump (including engine or motor) house or shed or building and other equipments to permit the free movement of firefighting equipment, emergency evacuation.
x. Blow down facilities or buried drum should be located at one corner of the plant farthest from any fired Equipment and on the downward side of the station.
xi. For LPG pipeline facilities, Pipeline installation shall be located upwind of LPG bulk storage facilities.

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

1.5.3 Piping Layout

1.5.3.1 Station piping may be installed above ground or buried. Buried piping inside the terminal area shall have a minimum cover of 1 m from top of pipe to finished ground or grade level.
1.5.3.2 At internal storm water drains underground piping shall be provided with a minimum cover of 300 mm with additional concrete slab extending at least 500 mm on either side of the edge of the drain and pipe.
1.5.3.3 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.
1.5.3.4 Minimum head room should be kept as 2.2 m.
1.5.3.5 Piping Layout should be designed for reducing the piping loads on the nozzles of critical equipments.
1.5.3.6 Platforms and crossovers with appropriate handrails shall be provided for accessibility, ease of operation and maintenance of above ground piping and equipment where required.
1.5.3.7 All the above ground piping should be properly supported to withstand operational safety requirements.

1.6 Protection of Facilities

1.6.1 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.
1.6.2 "Proper industry type boundary masonry wall at least three (3) meters high with an additional 0.6 meters barbed wire or concertina coil on the top shall be provided all around the installation i.e. pump station, booster station, Delivery, Dispatch and Receiving Terminals with petroleum storage and other installations identified as vital under Category-A based on the Risk Assessment carried out from time to time in line with Ministry of Home Affairs (MHA) guidelines and recommendations.
1.6.3 For other installations like Intermediate Pigging (IP) stations, Sectionalizing Valve (SV) stations etc. identified as vital under Category B and C, either proper industry type boundary masonry wall or chain link fencing at least three (3) meters high including 0.6 meters barbed wire or concertina coil on top may be provided. However, Category B and C installations having chain Link Fencing shall be required to carry out Risk Assessment at least once every year for review of categorization of installation in line with MHA guidelines or recommendations. The fencing shall be suitably earthed distinctly at minimum two places and locked or attended for the protection of the property and the public.
1.6.4 Emergency exit (to a safe place) with proper gate(s) shall be provided at all installations such as pump station, intermediate pump stations, pump stations with tank farm, delivery or terminal stations. Emergency exit gate shall be away from main gate and always be available for use of personnel evacuation during emergency.
1.6.5 At critical locations like tank farm area, pump house, manifold or metering area, intermediate pigging station etc., Close Circuit Television (CCTV) camera and/ or intrusion alarm system having SCADA facility may be provided. Cross country pipeline system shall be equipped with following:

i. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) System for pipeline length of 50 km and above or line fill of 5000 kl and above except jetty pipelines.
ii. Leak detection system with provision for identification or location of leak and isolation of affected section from remote operation for pipeline length of 50 km and above or line fill of 5000 kl and above.
iii. Communication facilities.
iv. Emergency Response and Disaster Management Plans (ERDMP).

1.7 SCADA Requirements

1.7.1 Pipeline system shall be monitored and controlled using Supervisory control and Data Acquisition (SCADA) or equivalent monitoring and control system to ensure effective and reliable control, management and supervision of the pipeline.
1.7.2 Originating Pump Stations, Intermediate Pump Station, Intermediate Pigging Stations, Intermediate Delivery Station and Receiving or terminal Stations, Sectionalizing Valve stations with remote operation capabilities as well as Telecom Repeater Stations including voice communication facilities or Cathodic Protection Stations (in case located independent of other facilities) should have suitable field signals' connectivity with the control system.
1.7.3 Application software modules or functions shall be based on the requirement of pipeline operating company to enable as a minimum to detect the leak in the pipeline and also enhance safety of the pipeline and personnel.
1.7.4 It is also recommended that in the Application Software (APPS) modules or functions, the following may be provided:

i. Leak Detection and leak location
ii. Inventory Analysis.
iii. Batch Tracking
iv. Survival Time Analysis.
v. Pipeline transportation efficiency and scrapper tracking module.
vi. Contingency Analysis.
vii. Planning Module.
viii. Predictive Module.
ix. Pump driver power Optimization.
x. On line network simulation.
xi. Flow management system.

IndiaCode

1.7.5 The SCADA system should be adequate (without adding any hardware to the system at Master Station and remote workstations) to accommodate future expansion (w.r.t. additional Programmable Logic Controllers (PLCs) and consequent pipeline length and facilities, communication channels, additional remote workstations or stations etc.) without any limitations and without affecting the various system performance parameters.
1.7.6 The Communication protocol with Remote Terminal Units (RTU) should conform to IEC 870 –5-101 or DNP3 or MODBUS or TCP or IP or any other available protocol.
1.7.7 Master Station (MS) should have the complete SCADA database and integrated alarm and event summary for overall operations management and control of the entire pipeline network.
1.7.8 Control Station (CS) or RCP (Repeater cum Cathodic Protection) location should not be located in low lying areas prone to flooding. It should be preferably located in higher elevations.

1.8 Pipeline System and Component

1.8.1 Process Piping

All process piping at station shall comply with the requirement of ASME B 31.4.

1.8.2 Valves

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

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

For LPG Pipeline facilities, API SPEC 6D valves suitable for LPG services shall be provided. All valves shall be fire safe conforming to API 607/6FA.

1.8.2.1 Station Block Valves

Block valves with remote shut off provision from the control room shall be provided at the inlet (downstream of Tee) and outlet (up stream of Tee) of the pump or intermediate pigging or terminal or delivery station piping to isolate the pipeline from station facilities in case of emergency at station.
In addition, Block valves shall be considered as under:

a) At entry and exit of pipeline stations boundary

b) On each lateral takeoff from a trunk line

1.8.2.2 Station By-pass

Station by-pass system shall be provided to facilitate flow of liquid hydrocarbon in the pipeline bypassing the pumping facilities inside the station premises.

1.8.2.3 Check Valves

Check Valves shall be installed to provide automatic blockage of reverse flow in the piping system, within the station, wherever required. Check valves, when provided to minimize pipeline backflow at locations appropriate for the terrain features (e.g hills, steep slopes, etc.), shall be suitable for passage of all types of pigs including instrumented pigs.

1.8.2.4 Flow or Pressure Control Valve

Design of control valves in stations shall meet the requirement of part I of API 550 or API-RP-553, ISA (Instrument Society of America) S- 75.01 -75.03, IEC -60079 and IEC-60529.

1.8.2.5 Thermal Safety Valve for LPG Installations

Piping that can be isolated and need thermal safety valves shall have minimum design pressure of 24 kg/cm2 or maximum pressure which could be developed by transfer equipment or any other source etc. whichever is higher and conform to the provision of ASME B 31.4 or equivalent.

1.8.2.6 Mainline or Sectionalizing Valves

(i) Sectionalizing valves shall be installed where required for operation and maintenance and control of emergencies. Factors such as topography of the location, ease of operation and maintenance including requirements for section line fill shall be taken into consideration in deciding the location of the valves. However, in any case the distance between two consecutive sectionalizing valves shall not be more than 50 km.

(ii) For LPG pipeline facilities, mainline sectionalizing or block valves shall be installed at maximum spacing of 12 km in industrial, commercial and residential areas.

(iii) For LPG installations, Remotely Operated Sectionalizing or Mainline block valve(s) shall be provided with blow down connection to isolate and evacuate the pipeline section in case of emergency and repair. All blow down piping shall have double valve segregation.

(iv) Mainline block valves shall be installed on both sides of the major river crossings and public water supply reservoirs. The valves shall be as close as possible near the upstream and downstream bank of the river and public water supply reservoirs for isolation of these portions of the pipeline and these valves must be remote operated.

(v) The valve stations shall be located at a readily accessible location such as near roads and shall be provided with an access road from the nearest all weather metalled road. Overhead power lines shall not cross directly over the process area of the valve station facilities.

(vi) The provisions of remote operated feature should be as per the operation and control philosophy to be adopted for the pipeline by the entity or operating company. For LPG installations, Sectionalizing or Block valves with remote shut off provision from the control room shall be provided at the boundary of station pipeline inlet and outlet locations to isolate the station facility. At locations where valve stations are combined with pump or repeater stations, the requirements of safe distance and statutory clearance, as applicable, shall be followed.

(vii) Valve shall be installed buried and provided with suitable stem extension for ease of operation. Sectionalizing valve on the piggable section of pipeline shall be full bore type to allow safe passage of pigs. The valve shall meet as minimum requirements of API SPEC 6D or ISO-14313 – "Specification for pipeline valves". Isolation of earthing of actuator to be done to avoid interference in C.P.

(viii) Actuator for the actuated valve may be selected based on type of valve, availability of power and project philosophy. Pipeline sectionalizing valve may be electrically or pneumatically or hydraulically operated. Valves used in mainline shall be with butt weld ends. Valves used in buried portion shall be with butt weld joints only, except at the locations where hot tapping operation is to be carried out for which, buried flanged end valve may be provided.

(ix) Valve surface shall be applied with suitable corrosion protection coating.

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

1.8.3 Pigging Facilities

1.8.3.1 All cross country pipelines and feeder lines, spur lines and branch lines of 4" and above size and length 10 km and above shall be provided with pigging facilities. However, pigging facilities for pipeline from or to jetty or type of petroleum and petroleum products handled may be provided on need basis.
1.8.3.2 Spacing between consecutive pigging stations shall be determined based on the diameter of pipeline, nature of pigging operation and capability of the pigs.
1.8.3.3 Pigging stations shall be provided with access road from the nearest all weather road.
1.8.3.4 Pigging facilities should be designed to be suitable for:

i. access to the pig traps;
ii. handling of pigs ;
iii. isolation requirements necessary for pig launching and receiving;
iv. draining of carried over muck or condensate during pigging operation;
v. direction of pigging including bi-directional pigging;
vi. minimum permissible bend radius and the distances between bends or fittings;
vii. variation in pipe diameter and wall thickness;
viii. internal coatings; and
ix. Pig signalers.

1.8.3.5 The safety of access routes and adjacent facilities shall be considered when determining the orientation of pig traps.
1.8.3.6 Quick Opening End Closure system shall be used for Trap in order to provide repeated access to the interior of pigging system.

IndiaCode

1.8.4 Bends

The minimum radius of Cold Field Bend shall be as per Table 2.

Table 2: Minimum Bend Radius

Nominal Pipe Size (inch)	Minimum bend Radius
12 and below	18 D
14	21 D
16	24 D
18	27 D
20 and above	30 D

Where 'D' is the outside diameter of the steel pipe
1.8.4.1 Use of Miter bend shall not be permitted.
1.8.4.2 The minimum bend radius for hot bends shall be 3D.

1.8.5 Insulating Joints

1.8.5.1 Insulating joints shall be provided to electrically isolate the buried pipeline from the above ground pipeline, station piping and shall allow smooth passage of pigs.
1.8.5.2 Each insulating joint shall be provided with surge diverters and shall have provision for checking integrity of the insulating joint.

1.8.6 Branch Connection

1.8.6.1 Branch connections of size below Nominal Pipe Size (NPS) 2 inch are not recommended in buried pipeline section.
1.8.6.2 All branch connections from mainline shall be provided with an isolation valve located at a minimum possible distance from the main pipeline.
1.8.6.3 Where welded or forged branch connections are installed in the pipelines designed for pigging, special branch connection should be used to ensure that the pig is not damaged while passing the connection.

1.8.6.4 All branch connections or side tap on the piggable section of the pipeline having diameter equal to or exceeding 40 percent of the main pipe diameter, shall be made using flow tees or bar tees in order to enable smooth passage of all types of pigs.

1.8.7 Supports for Above Ground Station Piping

1.8.7.1 If the liquid hydrocarbon piping is required to operate below 20% of SMYS, supports or anchors shall be directly welded to the pipe.
1.8.7.2 If a pipeline is designed to operate at stress level of more than 20% of the specified minimum yield strength of the pipe, all connections welded to the pipe shall be made to a separate cylindrical member which completely encircles the pipe, and this encircling member shall be welded to the pipe by continuous circumferential welds at both ends.

1.8.8 Flanged or Threaded Joints, Bolts, Nuts, Gasket and Other Fittings

1.8.8.1 Threaded joints shall not be used in the underground section of cross country pipelines, spur lines and branch lines. Threaded joints may be permitted in the above ground stations or above ground section of SV stations only if a welded isolation valve is provided before it. The number of threaded joints for station piping shall be to the extent minimum. The threaded joints, after tightening, may be seal welded.
1.8.8.2 The flange joint shall be provided with either spiral wound metallic gaskets or metallic ring type gaskets. Plain asbestos sheet or reinforced gaskets or Compressed Asbestos Fiber (CAF) gaskets shall not be used. The number of flanged joints for station piping for LPG shall be to the extent minimum.
1.8.8.3 For LPG installation, flange connection ratings shall match with the design pressure of the pipeline (on high pressure side) and in no case shall be less than 300 series rating (low pressure side) conforming to ANSI 16.5 or equivalent. All tapping or opening shall be minimum 20 mm dia. The materials used shall conform to ASME B 31.4 or equivalent.

IndiaCode

1.8.9 Metering Facilities

Appropriate type of meters or other equivalent measuring device with the desired accuracy shall be installed at all pumping or terminal stations for leak detection or other purposes.

1.8.10 Electrical Installations of Pipeline Station

1.8.10.1 Area Classification of Pipeline Installation, as basis for Selection of Electrical Equipment for liquid hydrocarbon 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”.
1.8.10.2 All electrical equipment, systems, structures and fencing shall be suitably earthed in accordance with IS: 3043.
1.8.10.3 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 system.
1.8.10.4 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.
1.8.10.5 Safety devices in line with NACE SP-01-77 or BIS 8062 shall be installed for preventing damage to the pipeline due to lightning or fault currents when the pipeline is installed near electric transmission tower footings, ground cables etc.

1.8.11 Safety Instrumented System (SIS)

1.8.11.1 Safety Instrumented System (SIS) is composed of software and hardware which takes the process to a safe state when predetermined conditions, as set on control parameters like pressure, temperature, levels, flow etc. are violated. SIS protects against the possibility of a process excursion developing into an incident and limits the excursion potential.

1.8.11.2 SIS requirements as a minimum are as under:

i. Emergency Shutdown (ESD)
ii. Surge Relief
iii. Alarm for hydrocarbon level in the tank
iv. Thermal Safety Valve (TSV) or Thermal Relief Valve (TRV)
v. Hydrocarbon detectors
vi. High level and High-High level alarms for storage tanks and line balancing tank to be integrated with SCADA of pipeline control room.

1.8.11.3 Adequate Safety Instrumented System shall be designed for mainline pumps, motors, engines, storage at receiving or delivery terminals etc.
1.8.11.4 Instrumentation and control system for the pipeline system in totality shall meet the requirement as per API Standard API-RP-551 to API-RP-556 "Manual on Installation of Refinery Instruments and Control Systems".

1.8.12 Communication

A reliable and dedicated communication system to interact between all stations including sectionalizing valve station with or without remote operation capability along the entire pipeline shall be designed and installed and maintained to ensure safe operations under both normal and emergency situations.

1.8.13 Pump Station

1.8.13.1 Pump Station shall be designed in accordance with the requirements of ASME B 31.4.
1.8.13.2 No free water in LPG being pumped shall be allowed as per IS 4576. Online water analyzer may be installed at the originating pump station to detect any free water in the LPG being pumped.
1.8.13.3 Typical facilities at a typical pump station shall consist of following:

1.8.14 Pumps

1.8.14.1 Centrifugal type pump shall conform to the requirement of API-610. Reciprocating Pump shall conform to the requirements of API 674 or API 675 or API 676.
1.8.14.2 LPG Pumps shall conform to API 610. LPG Pumps shall be provided with a high point vent to safe height minimum 3 meters above the pump in case of no pump shed or 1.5 meters above the pump house roof top or connected to a cold flare with flame arrestor.
1.8.14.3 All Pumps shall be provided with suction and discharge pressure gauges and transmitters.
1.8.14.4 Check valve shall be installed on the discharge side of all centrifugal pumps wherever installed in parallel. Wherever pumps are installed in series, shall have check valve in the header isolating the suction and discharge piping connection. The last pump in the series shall have check valve on the discharge piping. Additional common check valves shall be installed in the outlet header of the series pump configuration. The suction and discharge side of the main pumps and booster pumps shall have actuated valves.
1.8.14.5 Minimum flow circulation line shall be provided for booster pumps or main pumps in line with designer's or manufacturer's recommendation.
1.8.14.6 Mechanical Seal with seal failure alarms and trips shall be provided. However, for LPG services, Double Mechanical Seal with seal failure alarms and trips shall be provided.
1.8.14.7 Pumps protection and interlocks shall be provided in accordance with manufacturer's recommendations.
1.8.14.8 For LPG pipeline facilities, Following alarms and tripping shall be provided on pumps:
a. Low suction pressure of booster and main pump.
b. High discharge pressure at main pump.
c. Low discharge pressure trip on pump against pipe rupture to avoid liquid vaporization.
d. High Casing temperature
e. High bearing temperature
f. Tripping of main or booster pump in case of closure of suction or discharge MOVs.
1.8.14.9 Motor operated valve limit switch position (open or close) to be interlocked with the start of the pump. Pump shall operate in sequence with defined logic at starting and shut down.

1.8.15 Pump Drivers

1.8.15.1 Electric Motors with fixed speed drive or variable frequency drive (VFD) may be provided as Pump Drivers. Electric Motors shall meet the requirement of API 540 "Electrical Installation of Petroleum Processing Units".
1.8.15.2 In case Internal Combustion Engines as pump drivers is provided, this shall meet the requirement of API standard 7C - 11F - "Recommended practice for Installation, Maintenance and Operation of Internal Combustion Engines" or suitable BIS equivalent codes.
1.8.15.3 Air intake shall be located in a non hazardous area. Screwed pipe fittings shall not be used on any part of the fuel system piping or on the day service tank. Seamless tubing with stainless compression fittings are recommended. If the flame arrestor or traps are installed on the exhaust, it shall comply with BS 7244.
1.8.15.4 Exhaust manifolds and turbocharger casing shall be cooled as per OEM recommendations.
1.8.15.5 The control panel of the engine shall be designed for operating in hazardous area in case the same is mounted adjacent to the engine.
1.8.15.6 All electrical equipment installed in hazardous area shall be certified for use in hazardous area including electric starter motor and starter solenoids.
1.8.15.7 The radiator fan blades shall be as per OEM recommendations.
1.8.15.8 Safety Instrumentation system on the mainline engine shall be provided. In addition to this, provision shall be made for shut down of the engine on high coolant or lubricating oil temperature.
1.8.15.9 Engines driving pumps used for pumping petroleum products class A and Class B shall be separated from the pump by means of fire wall of sufficient size to prevent liquids leaking from the pump from spraying onto the engine.
1.8.15.10 In addition, pump and pump driver (Engine or motors skids) should be equipped with vibration monitoring devices with provisions for local and/ or remote alarm shut down capabilities.

1.8.16 Instrument and Plant Air System

Depending upon requirement, pump station should have an instrument air supply system for instrumentation system, control valves etc. Electrical motor driven or engine driven air compressors shall be used. Air receivers, air storage bottles and instrument air dryer units shall be provided. Air receivers or air storage shall be designed and installed in accordance with ASME Section VIII of the Boiler and Pressure Vessel Code.

1.8.17 Delivery Storage (LPG)

High level alarm and High level alarm indication of storage vessel shall be set at 80% and 85% level of volumetric capacity respectively. The audio visual indication shall be provided at local panel and the pipeline control room. Pipeline delivery Remote Operated Valves (ROVs) (supplier's and consumer's premises) shall close on actuation of high level alarm.

1.9 Safety Devices and Features

1.9.1 Emergency Shutdown (ESD) Facilities for Stations

1.9.1.1 Pump station, delivery cum tap off station and terminal station shall be provided with an emergency shutdown system by means of which the operation can be safely stopped. Operation of the emergency shutdown system shall also shutdown all Pumps, Prime movers, Control valves and delivery manifold valves except those that are necessary for protection of the equipment.
1.9.1.2 Emergency shutdown system shall be operable from at least 2 locations away from the pump shed area of the station out of which one should be located in the field outside the pump shed building and another in the control room of the pump station.

1.9.2 Pressure Limiting Devices

1.9.2.1 Any equipment or section of the pipeline containing liquid hydrocarbon in the form of trapped volume shall be protected against excessive pressure developed due to rise in surrounding temperature by installing Thermal Relief Valves (TRVs). The discharge of TRVs shall be connected to blow down drain connected to a sump tank of appropriate capacity. For LPG installations, the discharge of TRVs shall be connected to flare system wherever available. These TRVs shall have isolation valves on both sides of safety valve. All TRV isolation valves (upstream and downstream) shall be lock open.

1.9.2.2 In case of non-availability of flare system, the discharge from safety valve shall be vented vertically upwards to atmosphere at an elevation of 3 meter (minimum) above ground or the tallest structure within a radius of 15 meter whichever is higher for effective dispersion of hydrocarbons. In this case, isolation valves on downstream of PSVs are not required. A weep hole with nipple at low point shall be provided on the vent pipe in order to drain the rain water which may get accumulated otherwise. Weep hole nipple shall be so oriented that in case of safety valve lifting and consequent fire resulting from LPG coming out from weep hole does not impinge on the structure or equipment. A loose fitting rain cap with chain (non sparking) shall be fitted on top of the vent pipe.
1.9.2.3 Pressure safety valves or other devices of sufficient capacity and sensitivity shall be installed to ensure that the normal operating pressure of the system does not exceed by more than 10%. If the normal operating pressure is the maximum allowable operating pressure of the pipeline, then the set pressure for pressure safety valve should be at a pressure 2 kg/cm^2 above the maximum allowable operating pressure (MAOP) or at a pressure equal to MAOP plus 10%, whichever is less.

1.9.3 Sump Tank

Discharge from safety valves shall be connected to a close blow down system having an underground storage tank of appropriate capacity. In case surge protection measures are installed, the sump tank shall have adequate capacity to store the excess liquid hydrocarbon expected to be released as result of activation of surge relief system.

1.9.4 Fire Protection System

1.9.4.1 Ultra Violet or Infra Red or Other Flame detectors or Heat detectors or a combination of flame and heat detectors shall be installed in the pump shed to give automatic alarm and/ or shut down of the unit, isolation of the facilities in the event of occurrence of fire. The same may be coupled with suitable extinguishing system such as foam system for extinguishing the fire.
1.9.4.2 Smoke or multi sensor detectors shall be provided in control room, Motor Control Center (MCC) room and utility rooms, cable trenches etc. with provision of indication, alarm and annunciation.
1.9.4.3 Break glass type fire alarm system shall be installed at all strategic locations of the stations and shall be integrated to the Fire Alarm Panel in the control room and the same shall be extended to the marketing control room in delivery or terminal stations. Manual call point with talk back facilities shall be installed in the strategic locations of large size tank farm and to be hooked up with station fire alarm panel.
1.9.4.4 Environmental friendly fire extinguishing system shall be considered for control rooms, switch gear and battery room, computer rooms of pump station, terminal station, delivery or tap off stations.
1.9.4.5 Fire water network with fire hydrants, long range monitors and fire water storage shall be provided at all stations except scrapper stations and sectionalizing valve stations.

1.9.5 Piping Requirement for Refrigerated LPG Transfer

1.9.5.1 Piping system shall be designed as per ASME B 31.3. The refrigeration system shall maintain the LPG at a temperature at which LPG's vapour pressure does not exceed the piping design pressure.
1.9.5.2 Pipe component material specification should meet the temperature extremes for which it has been designed. Low ductility materials such as cast iron, semisteel, malleable iron and cast aluminum shall not be used in any pipe.
1.9.5.3 Shut off valves and accessory equipment shall be constructed of material suitable for operating pressure and temperature extremes to which they are subjected.
1.9.5.4 The insulation shall contain a vapour barrier and shall be weather proofed. Insulation and weather proofing shall be fire retardant. Steel surfaces covered by insulation shall be properly coated to prevent corrosion.
1.9.5.5 When cold piping is routed below ground provision like trenches, casing and other means shall be made to permit expansion and contraction of the pipeline.
1.9.5.6 When storage facility handles more than one type of product, dedicated loading and unloading pipelines shall be considered for each type of product.
1.9.5.7 The vapour load resulting from refrigeration shall be handled by one or a combination of the following method.
(a) Recovery by a liquefaction system
(b) Disposal by flaring
1.9.5.8 Provision shall be made for emergency alarm to signal excess pressure build up in the pipeline because of a failure of cooling medium.

Schedule 1B
MATERIALS AND EQUIPMENT

2.1 Materials and Equipments

All materials and equipments forming a permanent part of any piping system constructed according to these Regulations shall comply with the design and service requirements and shall be suitable for the intended fabrication and/ or construction methods. For sour liquid service requirements as per Schedule 1H shall be complied with.

2.2 Materials for use in Cold Climates

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

2.3 Material Specifications

In addition to standards and specification covered in ASME B 31.4, standards and specifications listed in Annexure II shall also be acceptable for manufacturing of various piping components forming part of the liquid hydrocarbon pipelines and associated facilities.

2.4 Steel Pipe

2.4.1 Carbon Steel line pipe for use in liquid hydrocarbon pipeline system shall be Seamless, Electric Welded (EW) or Submerged Arc Longitudinal or Helical Welded (SAWL or SAWH) conforming to Line pipe Specification API 5L Product Specification Level (PSL) - 2 or equivalent.
2.4.2 Pipes made of cast iron shall not be used in sour multiphase service. Use of ductile iron pipes is not permitted for liquid hydrocarbon pipelines.
2.4.3 Electric welded pipes manufactured to API specification 5L shall also meet additional requirements specified under Annexure III of these regulations.

IndiaCode

2.5 Carbon Equivalent

2.5.1 The 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 ≤ 0.40%
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 ≤ 0.20%
2.5.2 Ultrasonic testing shall be carried out for 100% of the pipe weld seam. Ultrasonic testing for pipe ends shall be mandatory.

2.6 Mill Hydrotest

Line pipes are recommended to be hydrostatically tested in pipe mill using test pressure that produces a hoop stress equal to 95% of SMYS irrespective of grade of pipe material. Test pressures for all sizes of seamless pipe, and for welded pipe with D<= 457 mm (18 inch), shall be held for not less than 5 seconds. Test pressures for welded pipe with D> 457 mm (18 inch) shall be held for not less than 10 seconds.

2.7 Fracture Toughness

Carbon steel line pipes shall meet the fracture toughness requirements stipulated in ASME B 31.4.

2.8 Notch Toughness Requirements

2.8.1 For carbon steel pipes and other steel components of size NPS 2 inch and larger, notch toughness values shall be determined to provide protection against fracture initiation and propagation. Notch toughness values (minimum impact absorbed energy values) shall be specified based on the design operating stress and the minimum design temperature.

2.8.2 For carbon steel pipes and other components smaller than NPS 2 inch proven notch toughness properties are not mandatory.

2.9 Ductile Iron Pipe

Use of ductile iron pipes is not permitted.

2.10 Pipes and Fittings

Pipes and fittings manufactured to standards listed in Annexure II of these regulations should be used.

2.11 Equipment Specifications

Equipment used in petroleum and petroleum products pipelines manufactured to standards listed in Annexure II of these regulations shall also be acceptable.

Schedule 1C

PIPING SYSTEM COMPONENTS AND FABRICATION

3.1 General

3.1.1 This section covers the requirements for fabrication, installation and testing of piping systems components for process and utility piping of the terminals forming an integral part of liquid pipelines systems.

3.1.2 In general, all the piping system components for respective terminals or stations shall be designed, fabricated, erected, tested in accordance with the binding requirement of applicable code (ASME B31.3 or 31.4). Unless otherwise specified, the requirements specified in this section will supplement the requirements specified in the respective piping codes and project specifications.

IndiaCode

3.2 References

3.2.1 Reference shall be made to following standards, as applicable:-

ASME B31.3 : Process Piping

ASME B31.4: Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids

ASME VIII : Boiler and Pressure Vessel Code

OISD-STD-141 :Design and Construction Requirements for Cross Country Hydrocarbon Pipelines

3.2.2 The specifications for piping material used in the petroleum and petroleum products pipeline shall be as per Annexure-II.

3.3 Materials

3.3.1 The piping materials shall be procured strictly in accordance with the applicable Piping Material Specification (PMS) or Valve Material Specification (VMS) or material specifications prepared for the purpose duly complying with the requirements specified in applicable codes and standards.

3.3.2 Procedures for off-loading, storage, receipt, control, traceability and inspection of piping material supplied for fabrication and installation shall be prepared and implemented.

3.3.3 Once delivered to site for the fabrication or construction, the storage and preservation procedures shall be prepared and implemented until the system is commissioned, as applicable.

3.3.4 Storage of piping and piping components and equipment shall be under cover and protected against environmental degradation and /or corrosion.

3.3.5 The Carbon steel and stainless steel components shall be segregated to avoid any cross contamination.

3.3.6 All fittings and equipment shall be protected against damage during handling. Special attention shall be given to the sealing surfaces and bevelled areas.

3.4 Fabrication

3.4.1 General Requirements

3.4.1.1 The fabrication yard shall be set-up for work with relevant materials and equipment.

3.4.1.2 All welded attachments to piping, including pads etc. shall be of a material compatible with the piping material.

3.4.1.3 Bending and forming of pipe shall be carried out in accordance with ASME B31.4 and shall be performed in accordance with documented procedures.

3.4.2 Welding and NDT

3.4.2.1 All welding and non destructive testing (NDT) shall be in accordance with applicable design or fabrication codes. Accordingly, the project specifications shall be developed to include for type of materials, applicable welding compatibility of consumables and welding procedures, Welding procedures, Pre-qualification test (PQT), evaluation and acceptance of qualification, frequency of production testing, acceptance and rejection criteria including heat-treatment requirements, as applicable.

3.4.2.2 All butt welded golden joints, which are not subjected to hydrostatic testing, shall be 100% radiographically tested as well as 100% examination by ultrasonic technique. Socket welded golden joints shall be examined by using Liquid Penetration Inspection or wet Magnetic Particle Inspection technique.

3.4.3 Welds and Threads

3.4.3.1 Internals of in-line valves and equipment that could be damaged due to heat transfer shall be protected or removed prior to welding and/or heat treatment. Manufacturer's recommendations shall be clearly defined and followed during welding of such items.

3.4.3.2 Unless otherwise stated on approved drawing or specifications, pipe threads shall conform to ASME B1.20.1. All threading shall be carried-out after bending, forging or heat treatment, but where this is not possible, suitable thread protection shall be provided.

3.4.4 Dimensional Control of Pre-fabricated Pipe-work

3.4.4.1 Dimensional control of prefabricated piping spools shall be performed in a systematic manner, assuring that the final installation will be correct. The applicable tolerances shall be specified in Piping General Arrangement (GA) drawings, fabrication drawings and/or isometrics as prepared specifically for the fabrication works.

3.4.4.2 Prefabricated pipe spools shall be cleaned and applied with protective coatings (as required) and preserved prior to installation.

3.4.4.3 Internal cleaning of pipe spools may be done by hydro flushing or hydro jetting.

3.4.5 Branch Connections

3.4.5.1 Tees, weldolets, nippolets, sockolets, and reinforcement pad connections shall be provided as applicable for the branch connections.

3.4.5.2 Reinforcement pads or saddles required by specifications and drawings shall be of the same material as the main pipe (unless specified otherwise) and shall be formed to provide a good fit to both main and branch pipe.

3.4.5.3 Branch reinforcement pads or each segment thereof shall be provided with a minimum 3.0 mm drilled and tapped hole prior to fitting to the pipe, to ensure leak detection, venting and testing facilities. Whenever possible, pad should be made in one piece before fitting onto pipe. After welding and testing the hole shall be permanently plugged, e.g. welded or metal plug in piping material.

IndiaCode

3.5 Installation of Piping

3.5.1 General

All pipes shall be inspected before erection to ensure that they are free from loose contamination.

3.5.2 Erection of Piping

3.5.2.1 Pipe-work shall be erected on permanent supports designated for the line.

3.5.2.2 Temporary supports shall be kept to an absolute minimum, but to an extent sufficient to protect nozzles and adjacent piping from excessive loads during the erection.

3.5.2.3 Pipe-work shall be fitted in place without springing or forcing to avoid undue stressing of the line or strain being placed on a vessel or item of equipment, etc.

3.5.2.4 All temporary pipe spools and supports that are an aid to erection, testing or flushing, fastening, etc. are to be specially marked for removal identification.

3.5.2.5 All valves shall be protected against ingress of dirt, chemicals and moisture during any temporary storage.

3.5.3 Flanged Joints

3.5.3.1 Before assembly, flanges shall be adequately inspected and shall not have any damage that may interfere with the integrity of the joint.

3.5.3.2 The flanges shall be clean and free from any rust, dirt or other contamination. The joints shall be brought up flush and square without forcing so that the entire mating surfaces bear uniformly on the gasket and then mated-up with uniform bolt tension.

3.5.3.3 With the piping flange fitted and prior to bolting-up the joint, it shall be maintained that (i) the bolting shall move freely through accompanying bolt-holes at right angle to the flange faces (ii) there shall be a clear gap between two flange faces before gasket installation (iii) there shall be sufficient flexibility to install and replace gaskets.

3.5.3.4 The flange covers shall be retained on all flange connections to valve or equipment, until ready to connect the mating piping.

3.5.3.5 The equipment shall be blanked, either by pressure test blanks, spades or blinds, to stop the ingress of internal pipe debris.

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

3.5.3.7 Fittings and flanges made of cast iron and ductile iron shall not be used in petroleum and petroleum products Pipelines.

3.5.4 Strain Sensitive Equipment for Flanged Connections

3.5.4.1 When the flanges are to be connected to strain sensitive mechanical equipment (e.g. pumps, compressors, turbines, etc.), then in such cases, the connecting flanges shall be fitted-up in close parallel and lateral alignment prior to tightening the bolting.

3.5.4.2 In general, flange connections to strain sensitive equipment shall be the last connection made on completion of a line or interconnecting system of lines. The connections to strain sensitive equipment shall be subject to stress analysis.

3.5.5 Gaskets

The gaskets shall be supplied, stored and installed in accordance with manufacturers' instructions. Gaskets shall not be reused. Gaskets shall not protrude into the bore of pipe.

3.5.6 Bolting

3.5.6.1 Bolting shall be in accordance with applicable piping specification for the project.

IndiaCode

3.5.6.2 Manually torqued flange bolts and stud bolts shall extend fully through their nuts with minimum one and maximum five threads.

3.5.6.3 The flange bolts, stud bolts threads as well as nut spot faces shall be thoroughly lubricated prior to fitting.

3.5.6.4 All bolted flange connections shall have controlled tightening by means of manual torque wrenches or hydraulic bolt tightening.

3.5.6.5 If required, the bolts shall have extra over-length in order to accommodate tensioning tool.

3.5.7 Pipe Supports

3.5.7.1 Pipe supports shall be in accordance with the valid pipe support detail drawings developed for the project and/or piping support guide developed for the project.

3.5.7.2 .For lines subject to stress analysis, it shall be ensured that the stress isometric drawings fully comply with the installed system with regard to pipe routing, pipe support locations and support functionality.

3.5.7.3 Piping shall not be forced to fit with support locations in such a manner that additional stress is introduced. Pipes shall not be supported by other pipes, i.e. individual supporting is required.

3.5.7.4 All stud bolts and nuts used in petroleum and petroleum products pipelines should be hot dipped galvanized as per ASTM A 153.

IndiaCode

3.5.8 Installation Tolerances

Installation tolerances of piping components shall be as required by the individual service of the piping component including requirements for maintenance access, position relative to surrounding steelwork, equipment, cable tray and heating, ventilation and air-conditioning duct routings, positioning of pipe supports relative to the structural steel, pipe stress.

3.5.9 Expansion and Flexibility Requirement

3.5.9.1 Piping shall be designed to have sufficient flexibility to prevent excessive stresses in the piping material caused from expansion or contraction, excessive bending moments at joints, or excessive forces or moments at points of connection to equipment or at anchorage or guide point.

3.5.9.2 Maximum temperature for design of above ground section of pipeline or piping shall be the maximum expected liquid temperature during operation or maximum ambient temperature whichever is higher. When maximum temperature expected during operation is below 65°C, thermal expansion and stresses in the above ground piping shall be evaluated considering pipe skin temperature of 65°C.

3.6 Preparation of Piping for Testing

3.6.1 General

3.6.1.1 The initial flushing shall be carried out prior to pressure testing. The piping shall be free from all foreign materials (e.g. dirt, grease, oxide scale, weld deposits and temporary protective coating) which could cause operational disturbances. All flushing shall be performed according to a documented procedure.

3.6.1.2 All items that can be damaged during cleaning shall be removed or blocked prior to cleaning, e.g. pressure gauges, flow meters, signal sensors, relief valves, permanent strainers, check or globe or control valves having reduced cross sectional areas, rupture discs, instrument probes, thermo wells, connection to vessels or pumps level instruments, etc.

3.6.1.3 The orifice plates shall be installed after flushing and pressure testing.

3.6.2 Hydro-flushing

3.6.2.1 Items which would be sensitive to damage during hydro flushing shall be removed, blocked off or isolated. Ball valves shall be flushed in fully open position. All piping systems shall be flushed using high pressure jet-flushing equipment. The piping system shall be hydro flushed to ensure that weld deposits are removed.

3.6.2.2 The flushing medium shall be fresh water. The flushing water chloride-ion content shall be less than 50 ppm and the pH value shall be in the range of 6.5 to 7.5.

3.6.2.3 After flushing, the piping systems shall be completely drained and protected against corrosion.

3.6.3 Pressurized Air Blowing

The pressurized air blowing may be used as an initial cleaning method for instrument air, plant air and as an alternative method for initial cleaning of small bore pipe (typical less than 2 in). This method may also be used when there are problems removing trapped liquid in the circuit, or to verify cleanness of small bore pipe or where the inspection is inadequate due to pipe shape and configuration. Safety precautions will be taken when using this method to avoid injuries.

3.6.4 Soft Pigging

3.6.4.1 If required, the soft pig may be propelled using compressed air, vacuum, or water. Pressure shall not exceed design pressure of the system. When using compressed air, a procedure covering all safety aspects shall be established. The procedure shall describe in detail the arrangement for catching or receiving the pig in a safe manner. Items which can be sensitive to damage during soft pigging shall be removed.

3.6.4.2 All systems shall be internal visual inspected for acceptable cleanness by spot check during construction.

3.7 Pressure Tests

The test pressure shall, unless otherwise specified, be in accordance with ASME B31.4. The test pressure shall be calculated based on the maximum design pressure of the piping class (not the design pressure of the individual line). Suitable temperature adjustments shall be made while calculating the test pressure.

3.7.1 Test Preparation

3.7.1.1 Pressure, temperature and time recorders shall be used for all pressure tests. The pressure shall be shown in barg. Pressure gauges and recorders used to indicate and record test pressure shall be dead weight tested for accuracy according to a procedure, dependent on type of equipment. Pressure and temperature gauges and recorders shall be calibrated in accordance with recognized calibration standards.

3.7.1.2 Piping joints, welds (including those used in the manufacturing of welded pipe and fitting, and structural attachment welds to pressure-containing components), and bonds shall not be insulated or physically covered until satisfactory completion of testing.

3.7.1.3 All piping shall be adequately supported before the pressure test. Spring or other variable type supports shall be blocked to prevent movement.

3.7.1.4 Unless otherwise noted, all valves are to be through body tested. If valves are included in the pressure test, the following applies: ball, plug, slab gate valves and other valves where the cavity pressure may differ from the bore pressure, shall be pressure tested in the half open position. All other valves shall be tested in the fully open position. When check valves are included in pressure test they shall be jacked open or have their internals removed.

3.7.1.5 Where the test pressure to be applied to the piping is greater than the maximum allowable test pressure for

valves, the valves shall be blinded off on the side to be tested, or removed and replaced by dummy spools. Turbines, pumps, compressors and vessels shall be blinded off prior to pressure testing.

3.7.1.6 A list shall be prepared for sensitive equipment (i.e. expansion joints, relief valves, inline instruments, etc.) that shall be removed, blocked off or isolated during testing. This list shall be a part of the test procedure.

3.7.2 Test Media

3.7.2.1 For hydrostatic testing, the test medium shall in general be fresh water, except that other suitable liquid may be used if the piping or inline equipment would be adversely affected by water and shall be subject to prior agreement.

3.7.2.2 The piping shall be properly drained as soon as possible after testing. Carbon Steel systems shall be tested with an acceptable preservation fluid to prevent rust. The anti-freezing compounds may be added if it is anticipated that the ambient temperature may fall down below the permissible value.

3.7.2.3 For pneumatic testing, the test media shall be oil free, dry air or any inert gas. The use of air for testing shall be limited to a maximum pressure of 0.7 MPa overpressure. Above this pressure nitrogen shall be used. The extent of pneumatic testing shall be approved. All safety aspects using compressible test media shall be evaluated.

3.7.2.4 For instrument or utility air systems, where the introduction of water is undesirable, test media shall be oil free dry air or any inert gas.

3.7.3 Hydrostatic Testing

3.7.3.1 The test pressure shall be maintained for a sufficient length of time to permit visual examination to be made of all surfaces, welds and connections. Over-pressuring due to static head shall be avoided.

3.7.3.2 Hydrostatic testing of station piping shall be carried out separately from main pipeline and same shall be tested at minimum test pressure of 1.25 times the design pressure. The test pressure shall be maintained for a minimum period of 4 (four) hours.

3.7.4 Pneumatic Testing

3.7.4.1 Pressure of 0.5 kg/cm^2 shall be introduced in the system and a leak test performed. The pressure shall gradually be increased to 50 % of the specified test pressure and kept for minimum 10 min to equalize strain. The pressure shall then be increased in steps of 10 % of the specified test pressure, until the specified test pressure is reached. At each step, the pressure shall be kept for minimum 10 min to equalize strain. The specified test pressure shall be kept for 1 hour. The pressure shall then be gradually released after examining for leakage. The piping systems shall not show any sign of plastic deformation or leakage.

3.7.4.2 All flanged joints in above ground pipelines or piping, equipment and instrument impulse tubing etc. shall be tested by pressurizing the piping system or equipment with dry compressed air or water at a pressure of 3.0kg/cm2g and checked by means of soap solution or suitable digital gauge for leaks as applicable. After hydrotesting of the pipeline sections or station piping the section shall be dewatered immediately except when the section is filled with inhibitor. After dewatering the section shall undergo swabbing.

3.7.5 After Completion of Test

3.7.5.1 The tested systems shall be depressurised by opening the depressurising valve in the test rig. After depressurisation, all vents and low point drain valves shall be opened and the system shall be thoroughly drained where the test medium is water. Where required, blowing by dry air or pressurised air shock blowing to remove any trapped water shall be performed to remove any residual or trapped water.

IndiaCode

3.7.5.2 Systems with drying requirement shall be dried out after hydro testing with dry oil free air. The dew point shall be established depending upon location or elevation and the level of dryness required. Drying may be terminated when the dew point at the outlet is equal to the dew point at the inlet. Other methods (e.g. vacuum drying) may also be used if the same dryness can be achieved.

3.7.5.3 Requirement for drying shall be defined taking into consideration the time for start up of system. If more than 3 months to commissioning, drying shall be followed by preservation with nitrogen to keep the pipe system completely dry and to avoid condensation of moisture. Other suitable preservation technique shall be adopted to prevent corrosion during such period.

3.7.5.4 Reinstallation of the system shall be performed in accordance with the test procedure. Where permanent or temporary strainers have remained in place for the hydrostatic pressure test, they shall be removed following the test and thoroughly cleaned before reinstalling. Ends of pipes and nozzles shall be fully protected against the ingress of foreign material by the use of caps, plugs or plate blinds sealed with gaskets. These shall not be removed until just prior to final assembly. Flange parallelism and alignment to equipment shall be checked prior to reinstatement. All lines or joints that fail to pass the pressure test shall be re-tested to the same procedure after repairs.

3.7.6 Test Acceptance Criteria

The piping systems shall not show any sign of plastic deformation or leakage.

3.7.7 Test Documentation

For all pressure tests, documentation shall be fully traceable during the commissioning period of the tested pipe. The documentation shall include, but not be limited to (i) a valid test certificate specifying date, location, line numbers, test pressure, test medium and test duration (ii) a test record chart fully specifying the pressure, temperature and time relation during the test period.

IndiaCode

SCHEDULE 1D
INSTALLATION AND TESTING

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

4.1 Pipeline Cover

4.1.1 Petroleum and petroleum products pipelines shall be buried with a minimum cover as specified in Table 3

4.1.2 In rocky areas and areas with hard soils or gravels, minimum 150 mm thick padding of soft soil or sand shall be provided all around the pipe. If required protective layer of rock-shield or rock guard or concrete coating may be provided to prevent damage to coating or steel pipe during installation and testing in place of soft padding,

4.1.3 No dwellings or construction in any form shall be permitted within RoU. Offenders or defaulters shall be liable to prosecution as permitted under The Petroleum and Minerals Pipelines (Acquisition of Right of User in land) Act, 1962 and its amendments.

4.2 Excavation

4.2.1 In cultivable land and other specifically designated areas, the top 300 mm 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.

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

Table 3: Minimum Cover Requirements for Pipelines

S. No.	Locations	Minimum Cover in meters [1]
i)	Normal or rocky terrain	1.2 (normal) 1.0 (rocky)
ii)	Drainage, ditches at roads or railway crossing	1.2
iii)	Minor river crossings, tidal areas and other watercourses [2]	1.5
iv)	Major river crossings [2]	2.0
v)	River with rocky bed	1.5
vi)	lined canals or drains or nalas etc.	1.5
vii)	Cased or uncased road crossing [3]	1.2
viii)	Cased Railways crossing [3]	1.7

IndiaCode

Notes:

(1) Cover shall be measured from the top of coated pipe to the top of the undisturbed surface of soil at a distance of 2 m or more from the edge or toe of ROU or ROW 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.

(2) For river or watercourses that are prone to scour and / or erosion, the specified cover shall be measured from the expected lowest bed profile after scouring or 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 3) shall be provided from the existing bed of the river or water course except in case of Rocky bed.

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

(4) Whenever the above provisions of cover cannot be met due to site constraints, additional protection in form of casing or concreting, soil bags, etc. shall be provided.

(5) When insisted by authorities, the depth shall be maintained as per the directions of the concerned authorities.

4.2.3 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. This can be permitted to be less than three meters in exceptional cases if appropriate cathodic protection measures are implemented based on CP interference survey results. Existing pipeline should be clearly marked on the ground during construction. Bi-language (local language and Hindi or English) caution signs should be installed while working in such areas.

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

4.2.5 No pipeline should be located within 15.0 meters of any dwelling unit 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 3 or any other mitigation measure provided like higher pipe wall thickness or protection with RCC Slab. No dwelling unit or permanent structure in any form shall be permitted within the ROU or ROW.

4.3 Crossing

4.3.1 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 or 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 3.

4.3.2 When insisted by authorities, road or highway or rail crossing will be 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 suitable sacrificial anodes or impressed current cathodic protection. Vent and drains shall be provided on and near ends of the casing pipe. If required, the carrier pipes outside the casing pipe shall be independently supported.

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

4.4 Crossing of Utilities

4.4.1 When a buried pipeline has to cross any existing underground pipeline, cable, drain or other services and/or structures, the pipeline shall be laid at least 500 mm below or above 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.

4.4.2 When laid parallel to any existing underground pipeline, cable, drain or other services and/or structures, 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.

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

4.4.4 A minimum separation of 3 meter should be maintained between pipeline and transmission tower footings unless mitigation facilities are provided.

4.5 Cold Field Bends

4.5.1 The radius of cold field bends shall be as specified in Table – 2, Schedule 1A. The ends of each bend length shall be straight and not involved anyway in the bending. In no case shall the end of the bend be closer than 0.5 m or equal to pipe outside diameter, whichever is more, from the end of a pipe. The ovality in each pipe after bending shall be less than 2.5 percent of the nominal diameter, at any point.

4.5.2 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 300 mm apart or pipe nominal diameter whichever is larger.

4.5.3 Pipes with longitudinal welds shall be bending in such a way that welds lie in the plane passing through neutral axis of the bend. This requirement will not be applicable for spiral welded pipes.

4.5.4 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.

4.6 Lowering

4.6.1 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.
4.6.2 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.
4.6.3 Short completed sections of the pipeline should be cleaned with compressed air in order to remove dirt from the inside of pipe sections.
4.6.4 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.

4.7 Backfilling

4.7.1 Backfilling shall be carried out immediately to the extent possible after the pipeline has been lowered into the trench.
4.7.2 Excavated soil from the trench shall be used for backfilling unless the same is not suitable. The backfill material shall contain no extraneous material.
4.7.3 In cultivable land and other specifically designated areas, top soil excavated from the trench and stored separately, shall be restored to normal conditions.
4.7.4 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.

IndiaCode

4.8 Pipeline Markers

4.8.1 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 or SH), major district roads (MDR), railway crossings, turning points and water body crossings. At other crossings where third party activity is expected and at entrance to stations one marker shall be provided.

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

4.9 Cleaning of Pipeline

4.9.1 Before hydro testing, the section of the pipeline shall be cleaned and checked for the geometry of the pipeline.
4.9.2 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.

4.10 Testing After Construction

4.10.1 Testing

4.10.1.1 All pipeline sections shall be hydro tested after construction except for pre-tested pipes used in tie-in spools.
4.10.1.2 No welding (other than tie-in welds) and / or mechanical handling of pipe is permitted after pressure testing.
4.10.1.3 Cased crossings (rail or 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.
4.10.1.4 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.
4.10.1.5 API-1110 should be used as guidance for the pressure testing of the pipeline.

4.10.2 Test Pressure and Duration

4.10.2.1 Pipeline

(i) The minimum test pressure at any point along the pipeline shall be as at least 1.25 times the internal design pressure.
(ii) The maximum test pressure shall not exceed the mill test pressure or pressure required to produce a hoop stress equal to 95 percent of Specified Minimum Yield Strength (SMYS) of the pipe material based on minimum wall

thickness in the test section. Notwithstanding above, pipeline shall be tested at a minimum test pressure of 1.25 times of Design Pressure.

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

(iv) Mainline valves along with branch pipe should be pressure tested before installation and shall be installed after successful pressure testing of the pipeline. .

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

4.10.2.2 Acceptable Pressure Variations

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.

4.10.2.3 Above Ground Station Piping

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

(ii) Station piping shall be tested at minimum test pressure of 1.25 times the design pressure.

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

4.10.3 Dewatering and Swabbing

After hydro testing of the pipeline sections or 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.

4.10.4 Geometric Survey

4.10.4.1 Survey to establish pipeline geometry using

Electronic Geometric Pigs (EGP) shall be conducted after completion and acceptance of following pipeline activities:

i. Gauging and cleaning
ii. Hydro testing
iii. Installation of Mainline or Sectionalizing Valve stations
iv. All tie-ins.
v. Completion of all mechanical facilities on the pipeline.

4.10.4.2 Magnetic cleaning pigs shall be propelled to ensure adequate cleanliness of pipeline. Number of magnet cleaning pig runs and the type of magnet cleaning pig for each cleaning run shall be suitable for adequate internal cleaning of pipeline. Ferrous debris permitted with magnetic cleaning pig should not exceed 5 Kg/100KM.

4.10.4.3 In case debris received is more than this amount, then subsequent run(s) are required until the above limit is achieved.

4.10.5 Preservation of Pipeline

4.10.5.1 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.

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

4.10.6 Commissioning

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

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

4.10.6.3 The local administration and other statutory bodies what so ever applicable shall be informed and work shall be carried out under an experienced person.

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

4.10.6.5 Before starting commissioning activities, following shall be ensured:

i. Commissioning Procedure in place
ii. Pressure testing is completed for entire pipeline and associated station piping
iii. Pressure leak check of the above ground piping or flanged joints completed.
iv. Pipeline has been cleaned and debris etc. removed.
v. All mainline or sectionalizing valves are installed as per requirement.
vi. All Golden joints are inspected and accepted.

vii. Geometric survey of pipeline section is carried out, if applicable.
viii. Trained and experience personnel are available or deployed to carry out commissioning.

4.11 Documentation

Besides the details mentioned in the ASME B31.4, the Pipeline entity shall also maintain following records or documents:

i. Design and Engineering documents
ii. Route maps, alignment sheets, crossings, drawings, Piping and Instrumentation Diagrams, Station layouts,
iii. Vendor and subcontractor details
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 records
xiv. Commissioning reports
xv. Non-conformance or deviation reports
xvi. Calibration records of Inspection, Measuring and Metering and Test equipment
xvii. Audit compliance reports
xviii. Statutory clearances
xix. Approved drawings or documents
xx. Relevant Standards and Guidelines
xxi. Equipment and operations manuals.

IndiaCode

SCHEDULE 1E

CORROSION CONTROL

5.1 General

This section stipulates the minimum requirements and procedures to control the external corrosion during design, construction, operation and maintenance of exposed, buried and submerged steel pipelines used for liquid hydrocarbon services. All operators shall establish corrosion control program to comply the requirement of these regulations, unless it is demonstrated that the results of corrosion control programme of operating company meet or exceed the results of this section.

5.2 External Corrosion (New Pipelines)

5.2.1 External Coating

5.2.1.1 All the buried pipelines shall be externally coated as first line of defence against external corrosion. External coating including field coating at girth weld joints or patches etc. shall be selected after due consideration of service environment (soil type etc.), handling, shipping, storing and cathodic protection requirement.

5.2.1.2 Coating should at least fulfil the following properties:

i. Coating shall have good dielectric strength to provide good electrical insulations between pipe surface and environment.
ii. Coating shall have sufficient resistance to moisture transmission
iii. Coating shall have sufficient ductility to resist cracking
iv. Coating shall have good mechanical strength to resist damage during normal handling, storage, lowering, soil stress etc.

v. Coating shall have resistance to disbondment, chemical degradation, change in electrical resistivity etc. with time.

vi. Coating shall be compatible with cathodic protection system and field joint coatings or patches

vii. Coating shall have good adhesive property with minimal defects during applications

5.2.1.3 For buried carbon steel pipelines of size NPS2 inch and above, 3 layer polyethylene or fusion bonded epoxy or coal tar enamel coating is recommended. All buried bends and fittings, field joints etc. shall be coated with heat shrink sleeves or two layers high build liquid epoxy coating with minimum DFT 450 microns or any other suitable type of coating. For heated pipelines the coating systems shall be suitably designed.

5.2.1.4 The external coating shall be applied as per established procedures in the mill and in field and in a manner that ensures effective adhesion to the pipe avoiding voids, wrinkles, etc.

5.2.1.5 Before application of the coating, the pipe surface shall be made free of deleterious materials, such as rust, scale, moisture, dirt, oils, lacquers, and varnish. The surface of the pipe shall be inspected and prepared (protrusions would be removed and the surface would be made upto the required surface finish or roughness) before applying coating in the field to avoid any irregularities that could protrude through the coating and damage it.

5.2.1.6 Before installation of pipe in trench, external coating shall be inspected visually as well through coating holiday detector. Defects or damage to coating, which can impair effectiveness of external corrosion control, shall be repaired with compatible field coating.

5.2.1.7 Care shall be taken during handling, storage and laying of pipe, to prevent any damage to coating. This can be minimised by careful handling during transportation, storage and laying by using proper pads, slings and roller or cradles.

5.2.1.8 All exposed piping or pipelines external surface shall be protected against external corrosion by applying suitable coating or paint or jacket etc. Surface preparation may be carried out compatible to such paint or coating and shall be applied according to manufacturer's instructions and guidelines.

5.2.2 Cathodic Protection (CP)

5.2.2.1 All the buried pipelines shall be protected through permanent cathodic protection in conjunction with external coating, unless it is demonstrated that the facility installed is for a limited service life and may not be corroded to the extent, to cause harm to public and environment during such period.

5.2.2.2 During construction period, temporary cathodic protection shall be provided till permanent cathodic protection system is commissioned. The temporary cathodic protection system shall preferably be installed simultaneously keeping pace with the pipeline or main laying or installation work and shall be monitored periodically.

5.2.2.3 Permanent cathodic protection system shall be commissioned within one year of completion of commissioning of pipeline system.

5.2.2.4 The cathodic protection system shall be designed and operated in such a manner that it will satisfy one or more criteria for cathodic polarization stated in NACE SP 0169 or BIS 8062-2006.

5.2.2.5 The design and installation shall be done by competent or experienced person as per applicable code, standards and practices with due consideration of pipe external coating, soil resistivity etc. to ensure safe installation and operation during its life time.

5.2.2.6 Design life of the cathodic protection system shall be commensurate with the life of the pipeline system. However, if required, augmentation of the system or parameters may be taken up based on performance results.

IndiaCode

5.2.2.7 Special conditions such as elevated temperature, coating disbondment, bacterial attack, shielding, unusual contaminates in electrolyte etc. may exist where Cathodic Protection is in-effective. Deviation in special condition may be warranted, provided operator is able to demonstrate the objectives in these regulations have been achieved.

5.2.3 Electrical Isolation

5.2.3.1 Isolating devices such as flange or coupling assembly or prefabricated insulating devices may be installed at locations such as between over and underground junction of pipeline, facilities changes ownership, interference locations etc. for effective cathodic protection.

5.2.3.2 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 liquid hydrocarbon 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.

5.2.3.3 Pipes shall be installed such 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.

5.2.3.4 Insulating devices shall be protected against induced voltage due to lightening or ground fault at nearby power line. Such protection can be achieved by providing Surge Diverter or Grounding Cell across Insulating Joints or other suitable grounding technique etc.

IndiaCode

5.2.4 Electrical Connection and Monitoring Points

5.2.4.1 Sufficient test stations shall be provided along the pipeline route to check the adequacy of cathodic protection system. This may essentially include the locations water or rail or road crossing, cased installations, CP source locations, stray current areas etc.

5.2.4.2 The electrical leads shall be connected to pipeline through thermit welding or or Pin Brazing. When thermit welding process is used for electrical lead installation on pressurized pipelines, precautions shall be taken to avoid possible failure of the pipeline during installation due to loss of material strength at the elevated welding temperatures.

5.2.5 Electrical Interference

In addition to protective measures for interference locations due to DC traction, HVDC transmission, other foreign pipeline or metallic structure presence etc., electrical interference due to following shall also be considered in cathodic protection design

5.2.5.1 Fault Currents

(i) 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.

(ii) 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.

5.2.5.2 Induced Potential Interference

(i) 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.

(ii) 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.

(iii) After installation of Permanent CP system, an Electrical interference survey shall be carried out within one year to locate any potential interference current pick-up and discharge location on the pipeline so that adequate interference mitigative measures could be installed accordingly for the pipeline.

(iv) Pipelines installed parallel to or near cathodically protected existing foreign pipeline, overhead AC electric transmission line or DC Rail traction or adjacent to a switching yard shall be protected against induced stray current. Protective measures such as metallic bonding, increased protection current, supplementary coating, electrical isolation, galvanic anodes, De-coupling devices such as Polarization cell or any other suitable method may be adopted for such interference mitigation.

(v) Safety devices in line with NACE-RP-01-77 shall be installed for preventing the damage to the pipeline due to lightning or fault currents when the pipeline is installed near electric transmission tower footings, ground cables etc.

(vi) While laying pipeline near HT power lines, care should be exercised during construction to minimize possible effects of induced alternating current potentials arising out of capacity couplings.

(vii) The anode beds should be located remote to pipeline such that there is minimum interference of anode potential gradient zone with the existing underground metallic structures. Location of anode beds shall be physically identifiable at the field and also properly marked on the as built drawing. Adequacy of remoteness of anode bed to be calculated and included in the cathodic protection design.

(viii) 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 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.

Electrical Bonding across points shall be installed wherever pipelines and mains are to be separated.

(ix) It is not required to provide additional shorting link metallic flange joint. However it shall be ensured to maintain electrical continuity, before opening of any flange joint. Before opening of the flange joint, a flexible cable shall be connected across the flange by connecting at any two points on the succeeding and preceding section of the flange being opened (either through crocodile clips or fixing the wire with the bolts of any flange succeeding and preceding section of the flange being opened) for avoiding any electrical spark generation during opening of the flame.

(x) After installation of electrical interference mitigation measures, interferences survey shall be carried out again to determine the effectiveness of the measures.

5.3 Existing Installations

The cathodic protection level shall be maintained for all buried pipeline in accordance with one or more criteria specified for cathodic polarization in BIS 8062 orNACE STD SP 0169.

Cathodic Protection systems shall also be maintained on any underground pipeline due to feeder electric system being down or main temporarily out of service.

5.4 Monitoring of Effectiveness of Corrosion Program

5.4.1 Effectiveness of corrosion program shall be evaluated every year and appropriate mitigation or corrective action shall be effected to remediate the condition which may affect the protection against external corrosion.

5.4.2 The following records may be considered for evaluating the performance monitoring:

i. All the past leakages history and leak survey records for reason of such leakages.
ii. All ON or ON–OFF Pipe to Soil Potential (PSP) records of inspection survey of cathodic protection
iii. Parameters of CP rectifier (CPTR or CPPSM) units and current density of the pipeline.
iv. External Coating survey Pearson Survey or Direct Current Voltage Gradient (DCVG) or Close Interval Potential Logging (CIPL) survey or Current Attenuation Test (CAT) records
v. DC or AC Interference survey records
vi. Intelligent pigging record for external corrosion and/or coating defect indications
vii. Any repair or mitigation carried out in past
viii. Evaluation of pipeline thickness monitoring for Rate of corrosion if corrosion coupons are installed.

5.4.3 Mitigation measures include based on indication observed but not limited to following:

i. Augmentations of Cathodic protection facility
ii. Repair or replacement of external coating
iii. Electrical isolation at interference and other locations
iv. Stray current control
v. Interference mitigation
vi. Any other measure

5.4.4 When any mitigation measure is not effective to adequately control the metal loss to acceptable level, segment shall be replaced and suitably protected.

IndiaCode

5.5 Records

Pipeline entity shall also maintain following records or documents related to corrosion control:

i. Cathodic Protection Design documents
ii. Soil Resistivity Survey Report
iii. Electrical Interference Report and details of remedial measure with location
iv. Inspection and maintenance reports
v. Material certification including dimension, metallurgy, performance and functional report
vi. Material test reports
vii. Approved drawings or documents
viii. All records of welder's qualification, welding joints and testing shall be maintained.

SCHEDULE 1F

OPERATION AND MAINTENANCE

6.1 General

6.1.1 A detailed "Standard Operating Procedure" (SOP) is required to be developed for each pipeline operating unit based on the experience and expertise within the Company and the type of facilities provided and the conditions which are operated with adequate safety.

6.1.2 The procedures set forth in the SOP shall serve as a guide, but do not relieve the individual or operating company from the responsibility of taking action based on the circumstances or situation.

6.1.3 Suitable safety equipment shall be made available for personnel use at all work areas and operating facilities where hydrocarbon is present. Such safety equipment shall include at least the following:

i. Tight-fitting goggles or full face shield;
ii. Protective gloves
iii. Protective boots;
iv. Protective pants and jacket or boiler suits;
v. Easily accessible shower and eye shower of clean running water at strategic locations.
vi. Safety helmet

6.1.4 Protective clothing shall be of cotton fabric or other anti-static material.

6.2 Operation Procedures or Manuals

Each operating company shall develop a comprehensive standard operating procedure (SOP) which shall include the following but not limited to

i. System Description
ii. Operation set (trip or alarm) points
iii. Initial start up
iv. Normal operations
v. Normal shutdown procedure
vi. Conditions under which emergency shutdown is required
vii. Emergency shutdown (ESD) procedures including conditions causing ESD.

IndiaCode

6.3 Display of Operating Instructions

6.3.1 The gist of operating instructions, emergency shutdown (ESD) procedure, ESD trip and pressure shall be displayed or made readily available in the respective control room and also near all important operating equipments.
6.3.2 If a piping system is de-rated to a lower operating pressure in lieu of repair or replacement, the new MAOP shall be determined and displayed prominently at an appropriate place in the control rooms.

6.4 Management of Change

Modify the plans and procedures of operating practice from time to time as experience dictates and requires changes in operating conditions through the Management of change (MOC) document. This document shall be serially numbered and maintained at the headquarters with copies at the locations. The MOC shall include the reasons or justifications requiring the change of operating conditions and the benefit resulting thereof. Along with the completion of the changes, the MOC shall be closed with amending the “as built” drawing and the changes made in the SOP as applicable.

6.5 Operating Pressure

6.5.1 Care shall be exercised to assure that at any point in the piping system the maximum steady state operating pressure and static head pressure with the line in a static condition do not exceed at that point the internal design pressure and pressure ratings for the components used as specified and that the level of pressure rise due to surges and other variations from normal operation does not exceed the internal design pressure at any point in the piping system and equipment by more than 10%.

6.5.2 If a piping system is de-rated to a lower operating pressure in lieu of repair or replacement, the new maximum steady state operating pressure shall be determined.

6.5.3 For existing systems utilizing materials produced under discontinued or superseded standards or specifications, the internal design pressure shall be determined using the allowable stress and design criteria listed in the issue of the applicable code or specification in effect at the time of the original construction.

6.6 Communications

A dedicated communications facility shall be maintained to assure safe pipeline operations under both normal and emergency conditions. Also a back-up communication link should be available to ensure safe operation in an emergency and break of the normal communication.

6.7 Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)

A comprehensive ERDMP shall be developed in accordance to the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Regulations, 2010. The copies of the ERDMP for the pipeline and the station specific shall be maintained at each control room alongwith necessary maps and records to properly administer the plan, such as

i. Necessary operational data
ii. Pipeline patrolling records
iii. Corrosion monitoring or survey records
iv. Leak or tapping records
v. Routine or unusual inspection records
vi. Pipeline repair records

IndiaCode

6.8 Right of Way or Right of Use

6.8.1 Patrolling

6.8.1.1 Each operating company shall maintain a periodic pipeline patrol program to observe surface conditions on and adjacent to the pipeline right of way, indication of leaks, construction activity other than that performed by the company, and any other factors affecting the safety and operation of the pipeline. Special attention shall be given to such activities as road building, excavations, and like encroachments to the pipeline system.

6.8.1.2 Patrolling (ground) shall be carried out atleast once in a week (urban and non-urban areas) or aerial survey or other advance techniques shall be performed atleast once in month. Underwater crossings shall be inspected periodically for sufficiency of cover, accumulation of debris, or for any other condition affecting the safety and security of the crossings, and at any time it is felt that the crossings are in danger as a result of flood, storms, or suspected mechanical damage.

6.8.1.3 Line walk by the officials of the Company shall be done atleast once in a year for the entire length of the pipeline preferably to be done after monsoon.

6.8.1.4 Villagers or public along the right of way shall be adequately made aware of the possible consequence of hydrocarbon leaks and this shall be included as a part of regular audit.

6.8.1.5 Regular liaison shall be maintained with Police stations, Panchayat and district authorities along the right of way about the possible consequence of hydrocarbon leaks and pilferage.

6.8.1.6 Night patrolling by line walkers or alternative security surveillance system shall be implemented with increased frequency where the pipeline location is vulnerable from the pilferage point of view.

6.8.2 Markers

6.8.2.1 Markers shall be installed and maintained over each line on each side of road, highway, railroad, and stream crossings to properly locate and identify the system. Markers are not required for pipelines offshore.

6.8.2.2 Pipeline markers at crossings, aerial markers when used, and other signs shall be maintained so as to indicate the location of the line. These markers shall show the name of the operating company, and where possible, an emergency telephone contact. Additional pipeline markers shall be installed along the line in areas of development and growth to protect the system from encroachment. API RP 1109 shall be used for guidance.

6.8.2.3 Markers to identify the width of Right of Way has to be provided at visible locations and should be so placed that it does not hinder agricultural activity or any movement

6.8.3 Right of Way or Right of Use Maintenance

6.8.3.1 The right of way should be maintained so as to have clear visibility and to give reasonable access to maintenance crews.

6.8.3.2 Access shall be well maintained to valve locations.

6.8.3.3 Diversion route of water flow shall be maintained where needed to protect against washouts of the line and erosion of the landowner's property.

IndiaCode

6.9 Pigging

6.9.1 The frequency of descaling of pipelines transporting crude petroleum and petroleum products shall be as under:

i. Non ATF Petroleum Products Pipelines – Once in six months.
ii. ATF pipelines also carrying other petroleum products – Once in three months
iii. Dedicated ATF Pipelines – Once in a year
iv. Crude Oil Pipelines – Once in three months.
v. LPG Pipelines – Once in a year

6.9.2 Record of quantity and quality of deposits (pig residue) collected after descaling shall be examined to monitor condition of the Pipeline. -Depending upon the outcome of the chemical analysis and review, pigging frequency may be increased.

6.9.3 Instrumented or Intelligent Pigging

The first inspection of cross country pipeline by Instrumented or Intelligent pigging survey (IPS) shall be carried out at the earliest but not later than 10 years of commissioning. The result of this inspection shall be compared with original commissioning data in order to assess the health of the pipeline and subsequent periodicity of intelligent pigging. The interval between two Instrumented or Intelligent pigging shall in no case exceed 10 years.

6.10 Maintenance Procedure or Manual

6.10.1 A detailed maintenance procedure or manual shall be developed for equipment or facility wise installed in the entire pipeline system considering the recommendations given by the Original Equipment Manufacturer (OEM) keeping in mind the local conditions. The manual shall include preventive maintenance schedule with periodicity i.e. daily, weekly, monthly, half yearly and yearly activities to be carried out during each schedule of maintenance.

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

6.10.3 For repair or maintenance works, work permit system in line with the industry or Statutory Authorities shall be developed and compiled.

6.10.4 A comprehensive manual for CP system monitoring, surveys, interference, mitigation programmes as well as external and internal corrosion monitoring programmes shall be developed and complied.

6.11 Load Lifting Equipment

All the lifting equipment, wire ropes, tackles etc., shall be inspected once in a year as per Factory's Act, local Statutory Authorities requirement. Relevant statutory authority's guidelines or procedures shall be referred for guidance.

6.11.1 Pipeline Maintenance Equipment

The specialized pipeline maintenance equipment required for maintenance of pipeline shall be ensured to be made available. An indicative list of equipment required to be kept by the pipeline operator at suitable locations or service provider (s) locations as mentioned below:

(1) Truck – 1 no.
(2) Tractor – 1 no.
(3) Trailer – 2 wheel - 2 nos.
(4) Air compressor – 2 nos.
(5) Jeep (large capacity) – 3 or 4 nos.
(6) Welding Generator – 2 nos.
(7) Welding transformer – 1 no.
(8) Power hacksaw machine – 1 no.
(9) Battery charger – 1 no.
(10) Drilling machine – Heavy duty – 2 nos.
(11) Drilling machine – Light duty – 1 no.
(12) Pipeline bending machine – 1 no.
(13) Oxygen cylinder – 2 nos.
(14) Acetylene cylinder – 1 no.
(15) Water Pump (5 BHP) – 3 nos.
(16) Hot Tapping (1 set) and Stoppling Machine (2 sets)

IndiaCode

(17) High Pressure Testing pump – 1 no.
(18) Gas cutter, regulator, nozzle – 1 set
(19) Dope kettle – 1 no.
(20) Aluminum ladder – 1 no.
(21) Cold cutting machine – 2nos.
(22) Semi Rotary Pump – 2 nos.
(23) Pneumatic Pump (for oil recovery) – 1 No.
(24) Bench vice – 1 no.
(25) Chain pulley block – 2 ton – 1 no.
(26) Hand blow for Smithy – 1 no.
(27) Pipe lifting clamp – 3 nos.
(28) Pneumatic grinder – 2 nos.
(29) Pneumatic Power Wrench – 1 no.
(30) LP gas cylinder – 1 no.
(31) Grinding machine – light duty – 1 no.
(32) Grinding machine – heavy duty – 1 no.
(33) Diesel engine driven water pump – BHP-15 – 1 no.
(34) Engine driven hydraulic pump – 1 no.
(35) Four wheel trailer – 1 no.
(36) Four wheel tractor trailer – 1 no.
(37) Holiday detector – 1 no.
(38) Insulation flange tester – 1 no.
(39) Pearson Survey and Holiday Detector – 1 no.
(40) Multi meter – 1 no.
(41) AVO meter – 2 nos.
(42) Multi Combination Corrosion – Testing Meter – 1 no.
(43) Emergency Generator – 1 no.
(44) Tents etc for making repairing base camp with all facilities to suit the remote place
(45) Communication system
(46) Lighting arrangement
(47) Hand tool set including spanners, Files, cutters, brass hammer and Chisel

IndiaCode

6.11.2 Mainline Block (Sectionalizing Valves)

Pipeline block or Sectionalizing valves shall be inspected, serviced where necessary and shall be checked by operating partially or fully (as applicable) at least once in a year to assure proper operating conditions or fit for the purpose it is meant.

6.11.3 Inspection of Cathodic Protection System

6.11.3.1 Pipe to Soil Potential (PSP) Readings shall be taken as follows:

i. PSP readings at feeding points shall be monitored fortnightly.
ii. The PSP reading (ON potential) at the test lead points for entire pipeline shall be taken once in a quarter. The PSP survey results shall be plotted graphically to identify and locate cathodic holidays.

iii. 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 BIS 8062 or ASME B31.8 Appendix K or NACE SP – 0169 as applicable.)

iv. The ON or OFF Pipe to Soil Potential (PSP) survey data alongwith Pearson survey or Current Attenuation Test (CAT) or Direct Current Voltage Gradient (DCVG) survey and soil resistivity and soil chemical analysis data shall be plotted graphically in one page or sheet to identify coating holidays.

6.11.3.2 The Criteria of protection shall be as under:

i. Pipe to soil polarized potential of at least (-) 0.85 volts with respect to copper or copper sulphate half cell. In areas where anaerobic bacteria are active, minimum PSP should be more negative than -0.95 volts instead of -0.85 volts.

ii. A minimum of 100 mV of cathodic polarization between the structure surface and a stable reference electrode containing the electrolyte. The formation of decay of polarization can be measured to satisfy this condition.

iii. Over protection of coated pipeline shall be avoided by ensuring that polarization potential is not more negative than (-) 1.2 volts with respect to copper or copper sulphate half cells.

6.11.3.3 The instant OFF PSP at the Test Lead Points (TLPs) should not be less negative than (-) 0.85 volt and should not be more negative than (-) 1.2 volt. Such measurement wherever influenced by multiple pipelines in the same ROW or ROU to be valid after switching off the other pipeline.

6.11.3.4 Current consumption data shall be taken once in a year at the test stations where current measurement facility exists.

Cathodic protection rectifiers shall be inspected once in three months.

6.11.3.5 All protective devices shall be inspected once in three months.

Interference bonds shall be inspected once a year.

6.11.3.6 Polarization cells [electrolytic type] shall be inspected every three (3) months and electrolyte level top up to be done after every inspection.

6.11.3.7 At the crossing location of one pipeline with other pipeline, current and PSP data shall be taken once in 3 months.

6.11.4 Coating Survey

6.11.4.1 Close Interval Potential survey (CIPS) or Continuous Potential Logging (CPL) "On" and "Off" survey for every meter of pipeline ROW should be carried out once in 5 years.

6.11.4.2 Coating survey i.e. Pearson or Current Attenuation Test (CAT) or Direct Current Voltage Gradient (DCVG) Survey shall be carried at probable coating defect location identified by CPL survey done once in 5 years. The type of survey should be decided based on coating condition. In case CAT survey is selected, it shall be done at intervals not exceeding 50 Meters.

6.11.4.3 Survey Results to be collated as Status Report and compared with Original Post Commissioning survey results. If there is deterioration in the results, appropriate corrective action needs to be taken.

IndiaCode

6.11.5 Insulating Joint or Insulating Coupling

Insulating joints and couplings shall be inspected once in a year.

6.11.6 Soil Testing

If any industrial effluent is flowing over the ROW or ROU or any environmental change is noticed on the ROW, the soil samples shall be tested for determining the efficacy of the existing coating and wrapping of the pipeline.

6.11.7 Back Up Power for CP System

Wherever the availability of power supply from State Electricity Board to the CP system is not reliable suitable back up power (battery bank or Inverter or DG or Solar or TEG or Any other suitable) shall be provided so as to provide minimum 90% time power to CP system.

6.11.8 Safety Appliances

Safety appliances provided against lightning, stray current interference from foreign objects at pipeline crossings etc shall be maintained once in six months and updated records shall be maintained.

6.11.9 Electrical Equipment

6.11.9.1 Maintenance and Inspection of Electrical equipment shall be carried out in line with the industry or good engineering practices or requirement of statutory authorities.

6.11.9.2 Internal Corrosion Monitoring facilities i.e. corrosion coupons and probes based on electric resistance technique (ER probes), electrochemical noise technique (ECN probes) and / or Linear polarization technique (LPR probes), etc., shall be installed at the stations to monitor the internal corrosion. If the rate of corrosion is more than 1 MPY, suitable doses of corrosion inhibitor shall be dosed.

6.11.10 Inspection of Pipes, Valves and Fittings

Above ground piping and accessories shall be inspected visually once in a year for external corrosion. Ultrasonic thickness measurements shall be taken on exposed sections of the pipe once in 3 (three) years for sour crude and product and once in 4 (four) years for sweet crude and product. Thickness measurement shall be taken at 4 locations (i.e. 12, 3, 6 and 9 O'clock positions) at the exits, bends and at every ten meter interval of exposed piping and also at 5 meter interval for underground piping after insulating coupling (wherever exist). Inspection of pipes, valves and fittings shall be carried out as per relevant industry practice or statutory authority requirement.

6.11.11 Inspection of Pumps, Compressors, Control and Protective Equipment

Periodic inspection and maintenance shall be carried out for control and protective equipment including pressure limiting devices, regulators, controllers, relief valves and other safety devices as per recommendations of OEM (Original Equipment Manufacturer) or good engineering practices or relevant statutory authority requirements.

6.11.12 Leak Detection System

If any leak detection system is installed on the pipeline system, it shall be checked for effectiveness of operation once in a year. Additionally, a daily, monthly and yearly reconciliation record of crude or product received from tank, line fill quantity and delivered quantity shall be maintained to ascertain the transportation loss through pipeline. This loss should not be more than 0.015% of the transported quantity through the pipeline on yearly basis. In case this quantity

is more than 0.015% of the yearly product transported, an internal investigation shall be carried out to ascertain the probable cause of the loss.

6.11.13 Telecommunication System or Equipment

6.11.13.1 Detailed System functional tests shall be carried out once in six months.

6.11.13.2 Telecommunication equipment shall be inspected as per manufacturer's recommendation.

6.11.14 Telemetry System or Equipment

6.11.14.1 Detailed System functional tests shall be carried out once in six months.

6.11.14.2 Telemetry equipment shall be inspected as per manufacturer's recommendation.

6.11.15 Safety Instrumentation

6.11.15.1 Operation system interlock checking shall be carried out once in a year. Calibration, Maintenance and Inspection of Safety Instrumentation shall be carried out as per industry practice or recommendations of OEM or Statutory Authority requirements.

6.11.15.2 Testing of Pressure or Thermal Safety valves or Surge relief system shall be carried out once in a year and proper authenticated document shall be maintained.

6.11.15.3 Emergency Shut Down (ESD) systems shall be checked with actuation once in a year.

IndiaCode

6.11.16 Fire Fighting Equipment

6.11.16.1 Maintenance and Inspection of Fire Fighting Equipment shall be carried out as per industry practice or recommendations of OEM or Statutory Authority requirements.

6.11.16.2 Trial run of the emergency equipment, Mock drill shall be done on regular basis as per industry practice or Statutory Authority requirements.

6.12 Pipeline Repairs

6.12.1 General

6.12.1.1 Repairs shall be carried by the Company as per their maintenance or job safety plan and shall be performed under qualified supervision by trained personnel aware of and familiar with the hazards to public safety, utilizing strategically located equipment and repair materials. The maintenance plan shall consider the appropriate information contained in API Publication 2200, API Publication 2201, API RP 1107 and API RP 1110 and any other relevant code or industry or good ensuing practices. It is essential that all personnel working on pipeline repairs understand the need for careful planning of the job, be briefed as to the procedure to be followed in accomplishing the repairs, and follow precautionary measures and procedures. Personnel working on repairs to pipelines shall be informed on the specific properties, characteristics, and potential hazards associated with precautions to be taken following detection of a leak, and safety repair procedures set forth. Approvals, procedures, and special considerations shall be observed for welding, as well as making hot taps on pipelines, vessels, or tanks which are under pressure. Piping in the vicinity of any repair shall be adequately supported during and after the repair.

6.12.1.2 Each individual pipeline operating company shall develop the methods or procedures for carrying out various types of repairs in the pipeline in line with the requirement of Statutory Authorities or industry practice.

6.12.1.3 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 requirement of this standard, then either the pipe section shall be repaired or replaced or the pipeline shall be de-rated to commensurate with remaining strength of the pipe.

6.12.1.4 All dents as per requirements of ASME B31.4 and all pipes containing leak shall be removed or repaired.

6.12.1.5 Pipeline shall be repaired by any one or the following:

i. 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 specification.

ii. 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. However, this repair methodology shall not be considered as permanent solution and the pipeline operator shall have a mechanism in place to carry out repair as per (a) above at the earliest opportunity.

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

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

6.12.2 Railroads and Highways Crossings

6.12.2.1 When an existing pipeline is to be crossed by a new road or railroad, the operating company shall analyze the pipeline in the area to be crossed in terms of the new anticipated external loads. If the sum of the circumferential stresses caused by internal pressure and newly imposed external loads (including both live and dead loads) exceeds 0.90 SMYS (specified minimum yield strength), the operating company shall install mechanical reinforcement, structural protection, or suitable pipe to reduce the stress to 0.90 SMYS or less, or redistribute the external load acting on the pipeline. API 1102 provided methods that may be used to determine the total stress caused by internal pressure and external loads.

6.12.2.2 Installation of uncased carrier pipe is preferred. Adjustments of existing pipelines in service at a proposed railroad or high way crossing shall conform to requirements of industry practices or Statutory Authority requirements.

6.12.3 Inland Waters Platform Risers

Riser installations shall be visually inspected annually for physical damage and corrosion in the splash zone and above. The extent of any observed damage shall be determined, and, if necessary, the riser installation shall be repaired or replaced.

6.13 Pump Station, Terminal and Tank Farm Operation and Maintenance

6.13.1 General

6.13.1.1 Starting, operating and shutdown procedures for all equipment shall be established and the operating company shall take appropriate steps to see that these procedures are followed. These procedures shall out line preventive measures and systems checks required to ensure the proper functioning of all shutdown, control and alarm equipment.

6.13.1.2 Periodic measurement and monitoring of flow and recording of discharge pressures shall be provided for detection of deviations from the steady state operating conditions of the system.

6.13.2 Controls and Protective Equipment

Controls and protective equipment, including pressure limiting devices, regulators, controllers, relief valves and other safety devices, shall be subjected to systematic periodic inspections and tests, at least annually. However the following can be reaffirmed with inspection done during the year:

i. in good mechanical condition;
ii. Adequate from the standpoint of capacity and reliability of operation for the service in which they are employed.
iii. set to function at the correct pressure;
iv. Properly installed and protected from foreign materials or other conditions that might prevent proper operation.

6.13.3 Storage Vessels

6.13.3.1 Storage vessels, including atmospheric and pressure tanks, handling the liquid or liquids being transported shall be periodically inspected and pertinent records maintained. Points to be covered include:

i. stability of foundation;
ii. condition of bottom, shell, stairs, roof;
iii. venting or safety valve equipment;
iv. Condition of firewalls or tank dikes.
v. Earthing continuity, Rain Water drain system as pre-monsoon check

6.13.3.2 Storage vessels and tanks shall be cleaned in accordance with the industry practice.

6.13.4 Signs

(a) Suitable signs shall be posted to serve as warnings in hazardous areas, high noise area preferably with area segregation.

(b) Classified and high voltage areas shall be adequately marked and isolated.

(c) Caution signs shall be displayed indicating name of the operating company and, where possible an emergency telephone contact.

6.13.5 Prevention of Accidental Ignition

6.13.5.1 Smoking shall be prohibited in all areas of a pump station, terminal, or tank farm in which the possible leakage or presence of vapor constitutes a hazard of fire or explosion.

6.13.5.2 Flashlights or hand lanterns, when used, shall be of the approved type.

6.13.5.3 Welding shall commence only after compliance of the safety precautions taken as listed in the work permit.

6.13.5.3 Consideration should be given to the prevention of other means of accidental ignition. See NACE RP-01-77 for additional guidance.

IndiaCode

6.14 Corrosion Control

Protection of ferrous pipe and components from external and internal corrosion, including tests, inspection and appropriate corrective measures, shall be as prescribed in ASME B31.4.

6.15 Qualifying a Piping System for a Higher Operating Pressure

6.15.1 In the event of up-rating an existing piping system when the higher operating pressure will produce a hoop stress of more than 20% of the specified minimum yield strength of the pipe, the following investigative and corrective measures shall be taken;

(i) The design and previous testing of the piping system and the materials and equipment in it be reviewed to determine that the proposed increase in maximum steady state operating pressure is safe and in general agreement with the requirements of this Code;

(ii) The conditions of the piping system be determined by leakage surveys and other field inspections, examination of maintenance and corrosion control records, or other suitable means;

(iii) Repairs, replacement, or alterations in the piping system disclosed to be necessary by steps (1) and (2) be made.

6.15.2 The maximum steady state operating pressure may be increased after compliance with (a) above and one of the following provisions;

(i) If the physical condition of the piping system as determined by (a) above indicates that the system is capable of withstanding the desired increased maximum steady state operating pressure in accordance with the design requirement of this Code and the system has previously been tested for a duration and pressure not less than that required in ASME B31.4, for a new piping system for the proposed higher maximum steady state operating pressure, the system may be operated at the increased maximum steady state operating pressure.

(ii) If the physical condition of the piping system as determined by (a) above indicates that the ability of the system to withstand the increased maximum steady state operating pressure has not been satisfactorily verified, or the system has not been previously tested to the levels required by this Code for a new piping system for the proposed higher maximum steady state operating pressure, the system may be operated at the increased maximum steady state operating pressure if the system shall successfully withstand the test required by this Code for a new system to operate under the same conditions.

6.15.3 In no case shall the maximum steady state operating pressure of a piping system be raised to a value higher than the internal design pressure permitted by this Code for a new piping system constructed of the same materials. The rate of pressure increase to the higher maximum allowable steady state operating pressure should be gradual so as to allow sufficient time for periodic observations of the piping system.

6.15.4 Records of such investigations, work performed, and pressure tests conducted shall be preserved as long as the facilities involved remain in service.

6.16 Abandoning a Piping System

In the event of abandoning a piping system, it is required that;

i. Facilities to be abandoned in place shall be disconnected from all sources of the transported liquid, such as other pipeline, meter stations, control lines, and other appurtenances;

ii. Facilities to be abandoned in place shall be purged of the transported liquid and vapor with an inert material and the ends sealed.

6.17 Training of Personnel

For the operation of the facility in a safe and appropriate manner, it is required that the operating and maintenance personnel shall suitably be trained every year on the following aspects:

i. Upgradation of operating and maintenance skills
ii. Updation of safety methods and procedures
iii. Technical Upgradation in the field of operation or maintenance.

6.18 Records

For operation and maintenance purposes, the following records shall be properly maintained:

i. Necessary operational data;
ii. Pipeline patrol records;
iii. Corrosion records;
iv. Leak or tapping and break records;
v. Records pertaining to routine or unusual inspections, such as external or internal line conditions;
vi. Pipeline repair records

IndiaCode

SCHEDULE 1G

SAFETY AND FIRE PROTECTION

7.1 General

All installations except intermediate pigging station and sectionalizing valve stations shall have following fire protection facilities. For intermediate pigging station and repeater cum cathodic protection system, only portable fire extinguishers as detailed in subsequent Para shall be provided.

7.2 Automatic Fire Detection and Alarm System

7.2.1 Detection System:

7.2.1.1 Smoke or multi sensor detectors shall be provided in control room, Motor Control Center (MCC) room and utility rooms with provision of indication, alarm and annunciation.

7.2.1.2 Pumping unit sheds shall be provided with flame or heat or a combination of flame and heat detectors.

7.2.2 Fire Alarm System

i. Manual call points at strategic location shall be installed with hooter in fire alarm panel or sounders in rooms, corridors etc.
ii. Electric Operated Fire siren with provision for assured power supply in case of power failure to be provided. Range of fire siren shall be minimum 1 km.
iii. Additionally hand operated sirens shall be provided at strategic locations with similar range of operation.

7.3 Fire Fighting Equipment

7.3.1 Fire Fighting Equipment shall be provided at all installation as detailed below:

i. Booster Pump area: 1 (One) No. 9 Kg DCP per two pumps and 2 (two) No. 6.5 Kg CO_2 extinguisher.
ii. Main line pump shed (Engine or Motor Driven): 1 (one) No. 75 Kg DCP, 1 (one) No. 9 Kg DCP and 2 (two) No. 6.5 Kg CO_2 extinguishers per two pumps.

iii. Scrapper Barrel area : 1 (one) No. 9 Kg DCP extinguisher.

iv. Sump Pump, Transmix Pump and Oil Water Separator Pump : 1 (one) No. 9 Kg DCP extinguisher.

v. Control Room: 2 (Two) Nos. 2.5 Kg Clean Agent or 1 (one) No. 4.5 Kg CO_2 extinguisher.

vi. UHF or Radio Room: 2 (Two) Nos. 2.5 Kg clean Agent and 1(one) No. 4.5 Kg CO_2 extinguisher.

vii. UPS or Charger Room: 1(one) No. 4.5 Kg. CO_2 extinguisher.

viii. Meter Prover or Separator Filter: 1 (One) No. 9 Kg DCP extinguisher.

ix. Repeater Station or CP- Repeater Station or SV station: 1 (one) No. 9 Kg DCP and 1 (one) No. 4.5 Kg CO_2 extinguisher.

x. Mainline Emergency Equipment Centre: 4 (Four) Nos. 9 Kg DCP and 2 (Two) Nos. 4.5 Kg CO_2 extinguishers.

xi. Air Compressor area : 1 (one) No. 4.5 Kg CO_2 and 1 (one) No. 5 Kg DCP extinguisher.

xii. Workshop: 1 (one) No. 9 Kg DCP extinguisher and 1 (one) No. 4.5 Kg CO_2 extinguisher.

xiii. Security Cabin: 1 (One) No. 9 Kg DCP extinguisher per cabin.

xiv. Oil Sample Storage Room: 1 (one) No. 9 Kg DCP extinguisher per 100 m^2 or minimum 1 No. 9 Kg extinguisher per room whichever is higher.

xv. Effluent Treatment Plant area : 1 (one) No. 75 Kg. and 2 (Two) nos. 9 Kg. DCP Extinguisher.

xvi. Transformer area: 1 (one) No. 9 Kg. DCP extinguisher per transformer.

xvii. Office or Store or Canteen: 1 No. 9 Kg DCP extinguisher for 100 m^2.

xviii. MCC or DG Room or HT Room: 2 (Two) number of 4.5 kg CO_2 based in each room or per 100 m^2 floor area.

xix. Intermediate pigging station: 1 (one) no. 75 kg and 1 (one) number 4.5 kg CO_2 based.

xx. Delivery or Terminal station: 1 (one) no. 75 Kg and 1 (one) 9 Kg DCP based and 1 (one) number 4.5 kg CO_2 based.

7.3.2 For LPG installation following shall be minimum No. of extinguishers, namely:-

i. LPG Pump- 1x 9Kg DCP / 50 m^2 Houses.

ii. Office or Canteen or Stores- 2x 9Kg DCP in each building.

iii. MCC or DG Room or HT room- 2 x 4.5 Kg CO_2 in each room or per 100 m^2 floor area. Four (4) sand buckets and stand shall be provided in DG room.

Note-1. Existing 10 kg DCP extinguishers to be replaced with 9 kg capacity DCP extinguishers as and when due for replacement.

7.3.3 Spares: 20% spares each for CO_2 and DCP extinguishers 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 or risk to be protected.

7.3.4 The following shall also be considered:

i. Where cleanliness and contamination of sensitive electrical equipment are of importance or likely to get affected only CO_2 or Clean Agent fire extinguishers shall be provided.

ii. Extinguishers shall be installed within 15 m of the equipment so that travel distance for person is not more than 15 m.

7.4 First Aid and Safety Equipment

The following minimum number of Personal Protective Equipment, First Aid Equipment and Safety instruments shall be provided as indicated against each item at each pump station or delivery or terminal station.

i. Safety helmets - 1No./person (minimum 08 nos.).
ii. Stretcher with blanket- 2 Nos.
iii. First aid box- 1 Nos.
iv. Rubber hand gloves for electrical purpose- 2 Nos.
v. Fire proximity suit- 1 No.
vi. Resuscitator - 1 No.
vii. Red or green flags – 2 Nos. In each color
viii. Self contained breathing apparatus with one spare cylinder (capacity 30 min) – 1 set with spare cylinder.
ix. Water gel blanket- 1 No.
x. Portable multi gas detector – 1 No.
xi. Sand bucket – 5 Nos.
xii. Low temperature rubber hand gloves - 4 pairs (For LPG installations only)
xiii. Low temperature protective clothing- 2 sets (For LPG installations only)

7.5 Windsock

Windsock shall be provided on an appropriately elevated structure like the control room or firewater pump house. Wind socks shall be installed in such a way at several places that at least one wind sock shall be visible from any point in the installation.

7.6 Emergency Power Supply

Emergency lighting shall be provided for operating areas like generator room, diesel compressor room, PCC or MCC room and control room. Emergency power supply shall also be provided to panels of all fire alarms or detection system or other fire fighting system.

7.7 Communication System

i. Communication system like telephone, walkie-talkie etc. shall be provided.
ii. All intermediate stations including IP stations or Repeater stations shall be provided with proven communication system. Security at unmanned station shall be trained to deal with communication and emergency handling.

7.8 Fire Water System

7.8.1 The Fire water system shall be provided at all pump stations and at all delivery and terminal Stations consisting of:

i. Fire water storage
ii. Fire water Pumps
iii. Fire water distribution piping network
iv. Fire hydrant or Monitors

7.8.2 The single largest risk shall be considered.

7.8.3 The basis of design of fire protection facilities should presume that no external fire-fighting agencies would be available for main pump station, intermediate pump station and pipeline terminal station for duration of minimum 4 hours.

7.8.4 All LPG pumps (booster and mainline pumps), Pig launcher and receivers, metering area, filtering area and receipt and delivery manifold area shall be fully covered by medium velocity spray system.

IndiaCode

7.8.5 Heat detectors through thermal fuses or quartz bulbs (QB to blow at 79 °C) or Electro-pneumatic (EP) detectors for detection of fire for automatic actuation of medium velocity water sprinkler system shall be provided. The QB or EP detectors shall be placed directly overhead or inside the hazard.

7.8.6 Terminal station co-located in any marketing or refinery may be exempted for fire water storage, fire fighting pumps. Only fire water network with hydrants and monitors in the network connected to the fire water storage and pump to the co-located installation is acceptable.

7.9 Design Flow Rate

7.9.1 The fire water pumping requirement shall be calculated based on the following for other than LPG pipeline installations:-

i. Spray rate of 10.2 liter per min per square meter (lpm/ m^2) of area for pump house shed based on outer foundation column measurement (length x breadth).
ii. Supplementary streams based on using 4 single hydrant outlets and 1 monitor simultaneously. Capacity of each hydrant outlet as 36 m3 / hr and of each high volume monitors as 144 m3/hr shall be considered at a pressure of 7 kg / cm^2 (g).

Design fire water flow rate shall be maximum of flow rate calculated for (i) or (ii) above, whichever is higher

7.9.2 The fire water pumping requirement shall be calculated based on the following for LPG pipeline installations:

7.9.3 The Fire water pumping requirement for medium velocity spray system shall be calculated based on following cooling rate:

(i) Pump Shed: Medium velocity sprinkler system having remote and local operated deluge valve with spray density 20.4 liters per min per meter square area (lpm/m^2) of the pump shed to be calculated considering outer foundation column distances.

(ii) Scraper area, Metering area or Filtering area and receipt or delivery manifold area Medium velocity sprinkler system with spray density 10.2 lpm/m^2 of surface area to be considered. Pump house shall be considered as single risk area. Alternatively, it can be divided into suitable number of zones with minimum 10 meter width

7.9.4 The fire water system in the plant shall be designed to meet the highest fire water flow requirement of a single largest area risk at a time plus 288 m^3 /Hr for operating 2 Nos. of fire water monitors or supplementary hose requirements.

Note:

i. If the pipeline installation is having tank farm, the design fire water requirement shall be calculated based on relevant design standards. .
ii. If the pipeline installation is having LPG storage facilities line, horton spheres, bullets and mounted bullets, relevant standards , to be followed for the design fire water requirement.

7.10 Fire Water System Design

i. The fire water pressure system shall be designed for a minimum residual pressure of 7.0 kg/cm^2 (g) at the hydraulically farthest point of fire water network.
ii. A fire water ring main shall be provided all around perimeter of the pump station and delivery or terminal stations facilities with hydrants or monitors.
iii. There shall be minimum two (2) numbers of monitors located in such a way that it covers the pump area, scrapper area and separator filter or strainer or flow meter area. Fire hydrant network shall be in closed loops to

IndiaCode

ensure multidirectional flow in the system. Isolation valves shall be provided where the length of the pipe section is more than 300 meter.

7.11 Fire Water Storage

7.11.1 Water requirement for firefighting shall be met through water storage tanks of steel or concrete or masonry. The effective capacity of the tanks above the level of suction point shall be minimum 4 hrs aggregate capacity of the pumps. Where make up water supply system is 50% or more this storage capacity may be reduced to 3 hrs of aggregate capacity of pumps.

7.11.2 Storage tank or 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.

7.12 Fire Water Pumps

7.12.1 Centrifugal fire water pumps shall be installed to meet the designed fire water flow rate and head. Pump shall have flooded suction.

7.12.2 Motor driven Jockey pump shall be installed to pressurize fire water network as per design requirement.

7.12.3 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.

7.12.4 At least one standby fire water pump shall be provided for up to 2 nos. of main pumps. For main pumps 3 nos. and above, minimum 2 nos. standby pumps of the same type, capacity and head as the main pumps shall be provided.

7.12.5 The fire water pumps shall be provided with automatic starting facilities.

7.13 Fire Hydrant Network

7.13.1 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 or 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.

7.13.2 Underground fire water mains shall have minimum 1 m cover and shall be provided with suitable coating or wrapping

7.13.3 Double headed hydrants with two separate landing valves on 3” or 4” stand post shall be used. All hydrant outlets shall be 1.2 meter above ground level or working platform level.

7.13.4 Fire water monitors shall be provided with independent isolation valves.

7.13.5 The deluge valve shall be located at 15 meters from the risk being protected. A fire wall shall be provided for the protection of the deluge valve and for operating personnel.

7.13.6 Hose Box with 2 Nos. of hoses and a foam making branch pipe (FB-5X) or multipurpose branch or short branch as per the requirement shall be provided between two hydrant stand posts.

7.13.7 Fire Hydrants or monitors shall be located at a minimum distance of 15 m from the hazardous facility or equipment. In case of buildings this distance shall not be less than 2 m and not more than 15 m from the face of building. Provisions of hydrants within the building shall be in accordance with IS: 3844.

7.13.8 At least one hydrant post shall be provided for every 30 m of external wall measurement or perimeter of the battery limit. Monitors shall be placed at 45 m interval.

IndiaCode

7.14 Medium Velocity Sprinkler System

7.14.1 The medium velocity spray system provided at all critical areas shall have spray nozzles directed radially to the facilities intended for cooling at a distance of 0.6 m from the surface of the equipment or facility. Only one type and size of spray nozzle shall be used in a particular facility.

7.14.2 All spray nozzles shall be inspected for proper positioning, corrosion and cleaned if necessary at intervals not more than 12 months or earlier based on actual experience. Care shall be taken in positioning nozzles so that water spray does not miss the targeted surface and not reduce the efficiency or calculated discharge rate.

7.15 Gas Monitoring System

i. The Gas Monitoring system shall be provided for early warning on build up of dispersed gas concentration below LFL (lower flammable level) limits. These detectors for the gas monitoring system shall be located close to the potential source of leakage.
ii. The control equipment shall be able to generate at least two alarms at different level of LEL concentration.
iii. The detectors shall be located at least 0.3 meter away from potential source of leakage at height not more than 0.3 meter from the mounting level.
iv. Detectors shall be placed in the pump shed and near scraper or filter, cold vent and cold flare area.
v. Each station should have minimum 2 Nos. of spare detectors to facilitate immediate replacement.

7.15.1 Material Specifications

All material used in fire water system using fresh water shall be of the type indicated below:

i. Pipes - Carbon Steel (CS) IS: 3589 or IS: 1239 or IS: 1978 or Composite materials as per API 15 LR or API 15 HR or its equivalent shall be used.
ii. In case saline or brackish water or 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.
iii. Cast iron pipes shall not be used for fire water services.
iv. Isolation valves shall be gate valve with open and closed indication. Material shall be cast steel for normal water and copper nickel for saline or brackish water service.
v. Hydrant Stand post shall be Carbon Steel. Monitors –carbon steel or Stainless steel
vi. Outlet valves or landing valves- Gunmetal or Aluminum or Stainless steel or Aluminum-Zinc alloy
vii. Fire Hose- Reinforced rubber lined hoses (63 mm), 15 m standard length conforming to IS: 636 (type A) or Non percolating synthetic hose (Type B) or UL or equivalent standard.
viii. The above ground fire water main, hydrant post shall be painted with corrosion resistant “Fire Red” paints as per IS: 5
ix. Hose boxes, water monitors and hydrant outlets shall be painted with “Yellow” paint as per IS:5

7.15.2 Hoses, Nozzles and Accessories

i. Hose Box- 1 No. for catering to two hydrant stand post.
ii. Fire hoses – 2 Nos. Per hose box – Minimum 10 Nos.
iii. Foam making branch pipe: 1 no. in each hose box.
iv. 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.
v. Minimum 2 Nos. or 25% spare hoses shall be stored.

IndiaCode

7.16 Records

Besides the details mentioned in the ASME B 31.4, petroleum and petroleum products pipelines entity shall also maintain following records or documents:

i. Design or specification documents
ii. Route maps, alignment sheets, crossings, drawings, Piping and Instrumentation Diagrams, station layouts Pipe Book or Installation Records
iii. Surveillance inspection and maintenance reports
iv. Records and maps showing the location of CP facilities and piping
v. CP Monitoring report
vi. Leak burst and repair records
vii. History cards of equipment
viii. Pipeline Pigging Report
ix. Material certification including dimension, metallurgy, DT and NDT, strength, tightness, performance and functional report
x. Welding records
xi. Procedure Qualification Record (PQR), Welding Procedure Specification (WPS) and Welder qualification records
xii. Third Party technical audit report of infrastructure before liquid IN.
xiii. Commissioning reports
xiv. Non-conformance or deviation reports.
xv. Calibration records of Inspection, Measuring and Metering and Test equipment.

IndiaCode

SCHEDULE 1H

MISCELLANEOUS

8.1 Materials for Sour Multiphase Service

8.1.1 NACE Standard MR-01-75 'Sulphide Stress Corrosion Cracking Resistant Metallic Materials for Oil Field Equipment defines limiting concentrations on hydrogen sulphide in the fluid transported' for it to be considered as sour service.

Note:

While past experience has indicated this to be the accepted minimum concentration at which sulphide stress corrosion cracking may occur, the presence of other constituents in the phases making up the multiphase fluid, such as carbon dioxide in the gas and salt in the water or larger amounts of free water or gas, may cause problems to occur at lower concentrations of hydrogen sulphide.

8.1.2 In addition to the applicable requirements of ASME B31.4 and this standard, all materials used in sour multiphase service shall meet the following requirements.

i. Pipe, valve, fittings, flanges bolting and other equipment exposed to or which are necessary to contain sour multiphase fluids may be susceptible to stress corrosion cracking and hydrogen induced stepwise cracking and thus due consideration shall be given to material selection in design.

ii. All Materials used for sour multiphase service shall conform to the requirements of NACE Standard MR-01-75, 'Sulphide Stress Corrosion Cracking Resistant Metallic Material for Oil Field Equipment'. Depending upon the

service and the materials involved, the 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, should also be conducted for long and short term behavior of material under corrosive environments.

iii. Pressure containing components (excluding pipe) intended for sour multiphase service shall be fully identified with a permanent marking.

Annexure - I

Minimum Inter Distances for Various Station Facilities (Other than LPG)

S. No.	From or To	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Booster or Mainline Pump Shed	X	16	X	16	30	30	30	16	30	30	X	X	X	X
2	Scraper Launcher or Receiver	16	X	X	16	30	16	16	16	30	16	X	X	X	X
3	Filters or Metering or Sampling point or Sump Tanks	X	X	X	16	30	16	30	16	30	16	X	X	X	X
4	Control Room UPS or SCADA-Telecom or Office building	16	16	16	X	16	16	X	X	30	X	16	16	16	16
5	Fire Pump House or Fire water storage tanks	30	30	30	16	X	12	X	16	60	X	X	30	30	30
6	Compound Wall	30	16	16	16	12	X	X	6	16	X	5	16	16	16
7	Elect Substation or Switch Yard or Transformers	30	16	30	X	X	X	X	X	#	#	16	30	30	30
8	Motor Control Centre or Power Control Centre or Variable Frequency Drive	16	16	16	X	16	6	X	X	#	#	16	16	30	30
9	API Oil Water Separators (open type)	30	30	30	30	60	16	#	#	X	#	X	30	30	X
10	Service Building (Stores or Amenities)	30	16	16	X	X	X	#	#	#	X	16	16	16	16
11	Station Block Valves	X	X	X	16	X	5	16	16	X	16	X	X	X	X
12	Metering System	X	X	X	16	30	16	30	16	30	16	X	X	X	X
13	Sump Tank (U/G)	X	X	X	16	30	16	30	30	30	16	X	X	X	X
14	API Separator (closed type)	X	X	X	16	30	16	30	30	x	16	X	X	X	X

IndiaCode

Notes:

I. All distances are in meters. All distances shall be measured between the nearest points on the perimeter of each facility.

II. # - Safety distances as per OISD-STD-118.

III. For other station facilities not covered in the above shall be governed by OISD- STD- 118.

IV. x - Any distance suitable for constructional and operation convenience.

V. Firewater hydrant or monitors shall be installed at a minimum 15 m away from the equipment or facilities to be protected.

VI. For the distance from compound wall, the distance mentioned in this table and the requirement of local bylaws (if any) whichever is higher shall govern.

VII. At pipeline's loop line terminal location, distance between scraper barrel and compound wall shall not be less than 5 meter.

VIII. For SV station (motor operated) distance between sectionalizing valve to premise boundary shall be minimum 5 meter. All other safety distances at SV or CP stations to be kept as per operational requirement and applicable local statutory authorities.

Annexure – II

List of Specifications of Piping Materials used in Petroleum and Petroleum Products Pipeline

Standard Number	Title of Standard
Steel Pipe	
API 5L : 2012	Specification for Line pipes
ASTM A106 : 2014	Standard Specification for Seamless Carbon steel Pipe for High Temperature service
ASTM A333 : 2013	Seamless and Welded Steel Pipe for Low-Temperature Service and Other Applications with Required Notch Toughness
Valves	
API SPEC 6D : 2014	Specification for Pipeline and Pipeline Valves
ISO – 14313 : 2007	Petroleum and natural gas industries -- Pipeline transportation systems -- Pipeline Valve
ASME B16.34 : 2013	Valves Flanged, Threaded and Welding End
BS EN ISO 15761 : 2002	Steel gate, globe and check valves for sizes DN 100 and smaller for the petroleum, and natural gas industries.
ISO 17292 : 2004	Metal ball valves for petroleum, petrochemical and allied industries.
BS 1873 : 1975	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 : 2013	Pipe flanges and flanged fittings - NPS 1/2 inch through NPS 24 Metric/Inch Standard
ASME B16.36 : 2009	Orifice Flanges
MSS SP-44 : 2006	Steel Pipeline Flanges
Fittings	
ASME B16.9 : 2012	Factory-Made Wrought Butt welding Fittings
MSS SP-75 : 2014	High Strength, Wrought, Butt Welding Fittings

IndiaCode

MSS SP 97 : 2012	Integrally Reinforced Forged Branch Outlet Fittings - Socket Welding, Threaded and Butt welding Ends.
IS 1239 (PART 2) : 2011	Steel Tubes, Tubular and Other Wrought Steel Fittings - Specification -part 1: Mild Steel Tubular and other wrought steel pipe fittings.
Stud Bolts and Nuts	
ASTM A194 : 2014	Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both.'
ASTM A193 : 2014	Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting for High Temperature or High Pressure Service and Other Special Purpose Applications.
ASTM A153 : 2009	Standard Specification for Zinc Coating (Hot-Dip) on Iron and Steel Hardware.
ASME B18.2.1 : 2012	Square, Hex, Heavy Hex and Askew Head Bolts and Hex, Hex Flange, Lobed Head and Lag Screws (Inch Series).
ASME B18.2.2 : 2010	Nuts for General Applications: Machine Screw Nuts, Hex, Square, Hex Flange, and Coupling Nuts (Inch Series)
Gaskets	
ASME B16.20 : 2012	Metallic gaskets for pipe flanges: Ring joint, Spiral wind and Jacketed.
High Pressure SS Tubing and Fittings	
ASTM A269 : 2014	Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Tubing for General Service.
Pressure Safety Valve and Pressure Measuring Equipment	
API 526 : 2009	Flanged Steel Pressure Relief Valves
BS EN 837-1 : 1998	Pressure gauges - Part 1: Bourdon tube pressure gauges; dimensions, metrology, requirements and testing.
BS EN 837-2 : 1998	Pressure Gauges - Part 2: Selection and Installation Recommendations for Pressure Gauges.
BS EN 837-3 : 1998	Pressure gauges - Part 3: Diaphragm and capsule pressure gauges. Dimensions, metrology, requirements and testing.
ASME Section VIII : 2010	Boiler and Pressure Vessel Code: Rules for Construction of Pressure Vessels : Filters

IndiaCode

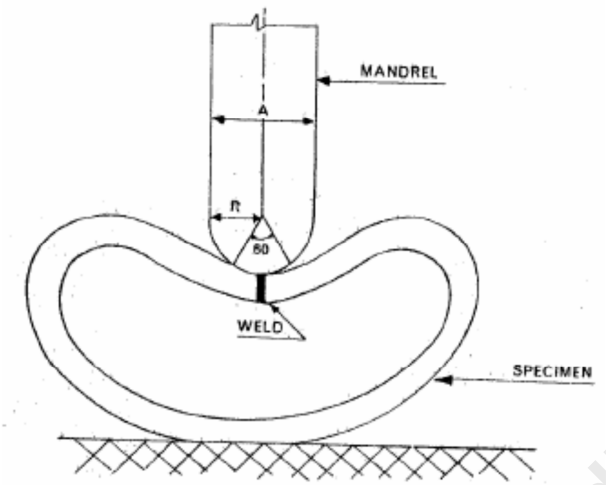
Annexure - III

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 100 mm to 115 mm long and shall be reverse bend tested in accordance with procedure given below:



IndiaCode

Selection of Mandrel

The reverse bend test shall be carried out with a mandrel, whose radius (R), width (A) shall be calculated for any combination of diameter, wall thickness and grade with the formula:

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

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 B	0.1375
API 5L X-42	0.1375
API 5L X-46	0.1325
API 5L X-52	0.1250
API 5L X- 56	0.1175
API 5L X- 60	0.1125
API 5L X- 65	0.1100
API 5L X- 70	0.1025
API 5L X- 80	0.0950

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 60^0 (see Fig. above). If the combination of diameter and wall thickness of pipe and radius of mandrel is such that the angle of engagement does not reach 60^0, 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 4 mm, shall be rejected. Cracks less than 6 mm long at the edges of the specimen shall not be cause for rejection.

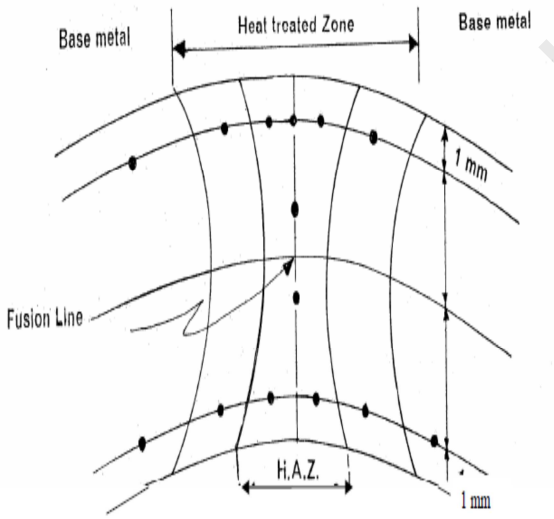
Micrographic and Hardness Examination

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.

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 untempered martensite left.

The Manufacturer shall make hardness measurements on each specimen as indicated in Fig. below in accordance with ASTM E-32. The maximum difference in hardness between base material and any reading taken in the heat affected zone shall be less than 80 points Vicker's HV_{10}.

IndiaCode



Location where hardness measurement to be carried out

Annexure - IV

List of Applicable Standards and References

Standard Number	Title of Standard
ASME B31.4 : 2009	Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids.
API 1102 : 2007	Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways.
API 1104 : 2013	Welding of Pipelines and Related Facilities.
API 1109 : 2010	Marking Liquid Petroleum Pipeline Facilities.
API 1110 : 2013	Recommended Practice for the Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids, or Carbon Dioxide.
API RP 500 : 2012	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division I and Division 2(viii) API- 5L 2012, Standard Specification for Line pipes.
API SPEC 6D : 2014	Specification for Pipeline and Pipeline Valves(x) ASME Section VIII; , 2013, Boiler and Pressure Vessel Code Division 1 Pressure Vessels Division 2 Alternate Rules for Pressure Vessels
ASME Section IX : 2013	Welding, Brazing, and Fusing Qualifications: Qualification Standard for Welding, Brazing, and Fusing Procedures; Welders; Brazers; and Welding, Brazing and Fusing Operators.
MSS-SP-58 : 2009	Pipe Hangers and Supports - Materials, Design, Manufacture, Selection, Application, and Installation. NACE-SP 01-69; 2013, Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
NACE-SP-01-06 : 2006	Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines Systems.
ISA S-75.01 : 2012	Flow evaluation for sizing control valve
ISA S-75.02 : 1996	Control valve test procedure
IEC – 60079 : 2011	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmosphere.
IEC – 60529 : 2013	Degree of protection Provided by Enclosures.
OISD-STD- 118 : 2008	Layouts for Oil and Gas Installations.
OISD-STD-141 : 2012	Design and Construction requirements for cross country hydrocarbon pipelines.
IS-5572 : 2009	Classification of hazardous areas (other than mines) having flammable gases and vapours for electrical installation.
IS – 5571 : 2009	Guide for selection of Electrical Equipment for Hazardous Area (other than mines).
IS 3043 : 1987	Code of practice for earthing
IS:2309 : 1989	Code of practice for the protection of buildings and allied structures against lightning [ETD 20: Electrical Installation].
ISO 14313 : 2007	Petroleum and natural gas industries -Pipeline transportation systems - Pipeline valves.
NACE SP-0177 : 2014	Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control System.

UPAMANYU CHATTERJEE, Secy.

[ADVT III/4/Exty./368]

Uploaded by Dte. of Printing at Government of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054.