

अधिसूचना

नई दिल्ली, 29 मार्च 2023

फा.सं. पीएनजीआरबी/तक./8- टी4एस आर एंड जीपी/(1)/2023(पी-4247)- 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, अर्थात्:-

1. लघु शीर्षक और प्रारंभण

- (1) इन नियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम 2023 कहा जाएगा।
- (2) ये सरकारी राजपत्र में उनके प्रकाशन की तारीख से प्रवृत्त होंगे।

2. परिभाषाएँ

1. इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हो:

- (क) "अधिनियम" का अर्थ है पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 (2006 का 19);
- (ख) " अनुलग्नक " से उस अनुसूची का अनुलग्नक अभिप्रेत है जिसमें यह होता है;
- (ग) "बोर्ड" का अर्थ है अधिनियम की धारा 3 की उप-धारा (1) के तहत स्थापित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड;
- (घ) "ब्लॉक" का अर्थ एकीकृत तरीके से संचालित या उपयोग की जाने वाली और सड़कों से घिरी सुविधाएं, जैसे, प्रोसेस यूनिट, बॉयलर हाउस, डाइक में स्थित टैंकों का समूह, दबावयुक्त भंडारण टैंकों का समूह, लोडिंग गैन्ट्री, फ्लेयर और अन्य।
- (ङ) "ब्लोडाउन" का अर्थ है किसी उपकरण या यूनिट के शटडाउन या दबावमुक्त होने पर किसी वेसल या कंटेनर से सभी ज्वलनशील या गैर-ज्वलनशील सामग्री को हटाने की प्रक्रिया।
- (च) "सी4 और लाइटर एंड्स" का अर्थ है हाइड्रोकार्बन या हाइड्रोकार्बन का मिश्रण जिसमें चार या चार से कम कार्बन परमाणु होते हैं। जैसे ब्यूटेन, प्रोपेन, प्रोपलीन, एलपीजी प्रोपेन और ब्यूटेन का मिश्रण भी इसी श्रेणी में आता है।
- (छ) "संपीडित गैस" का अर्थ दबाव या गैस मिश्रण के तहत किसी भी स्थायी गैस, द्रवीभूत गैस, या क्रायोजेनिक तरल है जो एक बंद प्रेशर वेसल में अधिकतम कार्यशील तापमान पर एक वायुमंडल

(गेज) से अधिक दबाव का प्रयोग करता है और इसमें हाइड्रोजन फ्लोराइड शामिल है। इन्सुलेशन या प्रशीतन के बिना पोत के मामले में, अधिकतम कार्य तापमान 55 °सेल्सियस के रूप में माना जाएगा;

- (ज) "कार्य का नियंत्रण" प्रक्रिया का अर्थ खतरनाक कार्य को नियंत्रित करने के लिए एक प्रलेखित प्रणाली है। इसमें कार्य की योजना बनाना, जोखिम मूल्यांकन, अनुसूची बनाना, पृथक प्रबंधन और एक औपचारिक पीटीडब्ल्यू (कार्य के लिए परमिट) प्रणाली शामिल है।

स्पष्टीकरण- इस परिभाषा के प्रयोजनों के लिए, -

- (i) "अनुमोदनकर्ता" का अर्थ है निर्दिष्ट संयंत्र या क्षेत्र प्रभारी को गतिविधि को निष्पादित करने में शामिल जोखिम के आधार पर किसी गतिविधि को अनुमोदित करना है। जितना अधिक जोखिम होगा, उतना ही प्राधिकार के लिए आवश्यक अनुमोदन स्तर होगा।
- (ii) "कोल्ड वर्क" का अर्थ है एक ऐसी गतिविधि जो ज्वलनशील वायु-हाइड्रोकार्बन मिश्रण या ज्वलनशील पदार्थ को प्रज्वलित करने के लिए पर्याप्त ताप उत्पन्न नहीं करती है।
- (iii) "हॉट वर्क" का अर्थ है ऐसी गतिविधि जो चिंगारी या ज्वाला या प्रज्वलन के अन्य स्रोत उत्पन्न कर सकती है जिसमें प्रज्वलन के लिए पर्याप्त ऊर्जा होती है, जहां ज्वलनशील वाष्प, गैसों या धूल की संभावना मौजूद रहती है।
- (iv) "जारीकर्ता" का अर्थ वर्क परमिट जारी करने के लिए अधिकृत नामित व्यक्ति है।
- (v) "परमिट" का अर्थ एक औपचारिक और विस्तृत सहमत दस्तावेज़ है जिसमें स्थान, समय, काम करने वाले उपकरण, खतरों की पहचान, उपशमन या एहतियाती उपायों का पालन किया जाना है और काम को अधिकृत करने और काम करने वालों के नाम शामिल हैं।
- (vi) "रिसीवर" का अर्थ वर्क परमिट प्राप्त करने के लिए अधिकृत नामित व्यक्ति है।

टिप्पण: जहां खुली लौ वाले कार्य शामिल हैं, वहां नियमित हॉट वर्क करने पर अतिरिक्त सावधानी और नियंत्रण बरता जाना चाहिए।

- (झ) "महत्वपूर्ण उठान" का अर्थ ऐसा उठान है जो क्रेन या डेरिक की दर क्षमता के 75 प्रतिशत से अधिक है, या जहां एक से अधिक क्रेन या डेरिक के उपयोग की आवश्यकता पड़ती है।
- (ञ) "डे टैंक" का अर्थ है संबद्ध प्रोसेस यूनिट के एक दिन के संचालन के लिए पर्याप्त भंडारण क्षमता वाला टैंक।
- (ट) "डिजाइन" में ड्राइंगें, गणना, विनिर्देश, कोड तथा दबाव पोत और उसके निर्माण के पूर्ण विवरण के लिए आवश्यक अन्य सभी विवरण शामिल हैं;

- (ठ) "डिजाइन दबाव" का अर्थ किसी उपकरण, कंटेनर, या पोत के डिजाइन में उपयोग किए जाने वाले दबाव से है, जिसका उद्देश्य इसके विभिन्न भागों की न्यूनतम अनुमेय मोटाई या भौतिक विशेषताओं को निर्धारित करने से है। जहां लागू हो, किसी विशिष्ट भाग की मोटाई निर्धारित करने के लिए स्टैटिक हेड को डिजाइन दबाव में शामिल किया जाएगा;
- (ड) "डाईक" का अर्थ है एक अवरोध क्षेत्र स्थापित करने के लिए उपयोग की जाने वाली संरचना;
- (ढ) "आपातकालीन शटडाउन सिस्टम (ईएसडी)" का अर्थ है एक ऐसी प्रणाली जो असामान्य स्थिति या आपात स्थिति के दौरान पूरे संयंत्र या किसी यूनिट को सुरक्षित और प्रभावी ढंग से बंद कर देती है;
- (ण) "सुविधा" का अर्थ पेट्रोलियम रिफाइनिंग, भंडारण, परिवहन और वितरण में उपयोग की जाने वाली कोई इमारत, संरचना, स्थापना, उपकरण, पाइपलाइन, या अन्य भौतिक विशेषता है।
- (त) "फ्लैश प्वाइंट" का अर्थ है न्यूनतम तापमान जिस पर हवा के साथ ज्वलनशील मिश्रण बनाने के लिए तरल पर्याप्त मात्रा में वाष्प उत्पन्न करता है और आईएस: **1448 (भाग-I)** के अनुसार परीक्षण की निर्दिष्ट शर्तों के तहत एक छोटी प्रायोगिक लौ के प्रयोग पर क्षणिक फ्लैश देता है।
- (थ) "फायर्ड इक्विपमेंट" का अर्थ ऐसे किसी भी उपकरण से है जिसमें ईंधन का दहन होता है और इसमें अन्य के अलावा, फायर्ड बॉयलर, फायर्ड हीटर, आंतरिक दहन इंजन, कुछ इंटीग्रल हीटेड वेपोराइज़र, रिमोट हीटेड वेपोराइज़र के लिए प्राथमिक ताप स्रोत, गैस-फायर्ड ऑयल फॉर्गर्स, फायर रिजनरेशन हीटर और फ्लेयर्ड वेंट स्टैक्स शामिल हैं;
- (द) "अग्निशमन केंद्र" का अर्थ है ऐसी इमारत जिसमें फायर टेंडर को पार्क करने की सुविधा हो और अन्यो को अग्निशमन उपकरणों का उपयोग करने के लिए संयंत्र की आपात स्थितियों से निपटने, आवश्यक संचार सुविधाओं और फायर अलार्म पैनल के साथ अग्नि नियंत्रण कक्ष को तैयार रखना।
- (ध) "अग्नि जल पंप हाउस" का अर्थ है ऐसी इमारत जिसमें अग्नि जल पंप, जॉकी पंप, संचार और अलार्म प्रणाली, उपकरण और आवश्यक संचालन और सहायक कर्मचारी हों।
- (न) "गैस प्रोसेसिंग संयंत्र" का अर्थ ऐसी सुविधा से है जहां प्राकृतिक गैस प्राप्त होती है और गैस, एलपीजी कंडेनसेट और अन्य उत्पाद को अलग करने के लिए संसाधित की जाती है।
- (प) "पेट्रोलियम उत्पादों का सामान्य वर्गीकरण" का अर्थ है पेट्रोलियम उत्पादों को उनके क्लोज्ड कप फ्लैश पॉइंट्स के अनुसार वर्गीकृत करना जैसा कि नीचे दिया गया है:

- (i) वर्ग-क पेट्रोलियम: तरल पदार्थ जिनका फ्लैश प्वाइंट 23° से. से कम है।
- (ii) वर्ग -ख पेट्रोलियम: ऐसे तरल पदार्थ जिनका फ्लैश प्वाइंट 23° और उससे ऊपर है लेकिन 65° से कम है।
- (iii) वर्ग -ग पेट्रोलियम: ऐसे तरल पदार्थ जिनका फ्लैश प्वाइंट 65° और अधिक है लेकिन 93° से. से कम है।
- (iv) बहिष्कृत पेट्रोलियम: ऐसे तरल पदार्थ जिनमें 93° से. और उससे अधिक का फ्लैश पॉइंट होता है।
एलपीजी सहित तरलीकृत गैसों इस वर्गीकरण के अंतर्गत नहीं आती हैं लेकिन अलग श्रेणी बनाती हैं।

टिप्पण: निम्नलिखित मामलों में, उपर्युक्त वर्गीकरण लागू नहीं होता है और आवश्यकतानुसार विशेष सावधानी बरती जानी चाहिए:

- (i) जहां परिवेश का तापमान या हैंडलिंग तापमान उत्पाद के फ्लैश पॉइंट से अधिक

है; अथवा

- (ii) जहां उत्पाद को उसके फ्लैश पॉइंट से ऊपर के तापमान पर कृत्रिम रूप से गर्म किया जाता है।
- (फ) "खतरनाक क्षेत्र" का अर्थ है ऐसा क्षेत्र जिसे खतरनाक माना जाएगा जहां;
 - (i) 65° सेल्सियस से नीचे फ्लैश प्वाइंट वाला पेट्रोलियम या ज्वलनशील गैस या वाष्प जिसके प्रज्वलन के लिए सक्षम सांद्रता में मौजूद होने की संभावना है।
 - (ii) 65° सेल्सियस से अधिक फ्लैश प्वाइंट वाला पेट्रोलियम या कोई भी ज्वलनशील तरल, जिसके फ्लैश प्वाइंट के ऊपर परिष्कृत, मिश्रित या संग्रहीत होने की संभावना है।

नोट: खतरनाक क्षेत्र के वर्गीकरण और सीमा के लिए, "पेट्रोलियम नियम - 2002 और आईएस:5572" देखें।

- (ब) "ज्वलन स्रोत" का अर्थ किसी भी वस्तु या पदार्थ से है जो साइट पर होने वाली गैसों या वाष्प के किसी भी ज्वलनशील मिश्रण को प्रज्वलित करने के लिए पर्याप्त प्रकार और परिमाण की ऊर्जा रिलीज करने में सक्षम है;
- (भ) "एलपीजी सुविधाएं" का अर्थ ऐसी सुविधा से है जहां तरलीकृत पेट्रोलियम गैस (एलपीजी) को रेल, सड़क, पाइपलाइन द्वारा संग्रहीत, प्राप्त या प्रेषित किया जाता है या सिलेंडर में भरा जाता है।
- (म) "मय" उन प्रावधानों को इंगित करता है, जो वैकल्पिक हैं।
- (य) "अधिकतम स्वीकार्य कार्य दबाव (एमडब्ल्यूएपी)" का अर्थ है डिजाइन तापमान पर संचालन के दौरान उपकरण, कंटेनर या दबाव पोत के शीर्ष पर अनुमेय अधिकतम गेज दबाव;
- (र) "एनडीटी" का अर्थ गैर-विनाशकारी परीक्षण विधियों से है जैसे डार्ड पेनेट्रेशन निरीक्षण, आर्द्र फ्लोरेसेंट चुंबकीय कण निरीक्षण, अल्ट्रासोनिक मोटाई जांच, अल्ट्रासोनिक दोष का पता लगाना, रेडियोग्राफी, कड़ेपन की जांच तथा प्रेशर वेसल में वेल्ड और मूल धातु में दोषों का पता लगाने के लिए की गई अन्य प्रासंगिक निरीक्षण प्रक्रियाएं;
- (स) गैर-नियमित गतिविधि ऐसी कोई भी गतिविधि होती है जिसका किसी संचालन प्रक्रिया में पूरी तरह से वर्णन नहीं किया जाता है। गैर-नियमित गतिविधि उस आवृत्ति को संदर्भित नहीं करती है जिस पर गतिविधि होती है; बल्कि, यह संदर्भित करती है कि क्या गतिविधि कच्चे माल को तैयार उत्पादों में परिवर्तित करने के सामान्य क्रम का हिस्सा है। रेलकार को अनलोड करने के लिए कनेक्शन करना और हटाना संभवतः किसी ऑपरेटिंग प्रक्रिया द्वारा कवर किया जाएगा, जबकि प्रेशर ट्रांसमीटर को हटाने और अंशशोधित करने के लिए कनेक्शन को हटाना एक गैर-नियमित कार्य गतिविधि माना जाएगा।
- (ल) "पेट्रोलियम रिफाइनरी" का अर्थ एक औद्योगिक प्रोसेस संयंत्र या प्रोसेस यूनिटों अथवा सुविधाओं का समूह है जहां पेट्रोलियम या कच्चे तेल को पेट्रोलियम नाफ्था, गैसोलीन, डीजल ईंधन, डामर बेस, हीटिंग ऑयल, केरोसिन, तरलीकृत पेट्रोलियम गैस, जेट ईंधन और ईंधन तेल और ऐसे अन्य अधिक उपयोगी उत्पादों को परिवर्तित और परिष्कृत किया जाता है। यूनिटों या सुविधाओं के समूह में, अनलोडिंग या लोडिंग, भंडारण, प्रोसेसिंग, संबंधित प्रणालियां जैसे उपयोगिताएं, ब्लो डाउन, फ्लेयर

प्रणाली, फायर वॉटर भंडारण एवं फायर वॉटर नेटवर्क, नियंत्रण कक्ष और प्रशासन सेवा भवन जैसे कार्यशाला, अग्निशमन केंद्र, प्रयोगशाला, कैटीन और ऐसी अन्य बिल्डिंग शामिल हैं;

- (ल) "दबाव पोत" का अर्थ किसी भी आकार का धातु का कोई भी बंद कंटेनर है, जिसका इस्तेमाल किसी भी संपीड़ित गैस के भंडारण और परिवहन के लिए किया जाता है, जो आंतरिक दबाव के अधीन है और जिसकी पानी की क्षमता एक हजार लीटर से अधिक है और इसमें कनेक्टेड पाइपिंग और फिटिंग से कनेक्शन के पहले पॉइंट तक आपस में जोड़ने वाले पुर्जे और घटक शामिल हैं, लेकिन इसमें ऐसे कंटेनर शामिल नहीं हैं जिनमें भाप या अन्य वाष्प उत्पन्न होती है या उत्पन्न होने की संभावना है या पानी या अन्य तरल या आग या दहन वाले उत्पादों या विद्युत माध्यम, हीट एक्सचेंजर, बाष्पीकरणकर्ता, वायु रिसीवर, वाष्प टाइप डाइजेस्टर, वाष्प टाइप स्टरलाइज़र, आटोक्लेव, रिएक्टर, कैलोरीफायर, दबाव पाइपिंग घटक जैसे सेपरेटर या छलनी और वेसल जिसमें संपीड़ित निष्क्रिय गैस के साथ कोई तरल पदार्थ हो;
- (ल) "प्रोसेस यूनिट" का अर्थ है ऐसी यूनिट जिसमें संचालन, भौतिक और रसायन का एकीकृत क्रम होता है, और इसमें तैयारी, पृथक्करण, शुद्धिकरण, या स्थिति, ऊर्जा सामग्री या संरचना में परिवर्तन शामिल हो सकता है।
- (व) "जोखिम के लिए संरक्षण" का अर्थ है भवन, संरचनाओं, मानव को आग, विकिरण, विषाक्त पदार्थों के संपर्क से बचाना।
- (श) "सेफ्टी रिलीफ डिवाइस" का अर्थ है स्वचालित प्रेशर से घूमने वाला उपकरण जो वॉल्व के अपस्ट्रीम के दबाव से चालू होता है और पूरी तरह से खुले पॉप एक्शन द्वारा अभिलक्षित होती है, जिसका उद्देश्य जोखिम की कुछ शर्तों के तहत प्रेशर वेसल को फटने से रोकना है;
- (ष) "अनुसूची" का अर्थ है इन नियमों की अनुसूची;
- (स) "सेवा भवन" का अर्थ है ऐसा भवन जिसमें निरीक्षण, रखरखाव या अन्य सहायक सेवाओं की सुविधा है जो सीधे गोदाम, कार्यशाला जैसे संयंत्र के संचालन के लिए आवश्यक है।
- (ह) "होगा" एक अनिवार्य आवश्यकता को दर्शाता है;
- (कक) "चाहिए" एक सिफारिश को दर्शाता है या जिसकी सलाह दी जाती है लेकिन यह अनिवार्य नहीं है;
- (खख) "तालिका" का अर्थ है इन विनियमों के लिए तालिका
- (गग) "टैंक की ऊंचाई" का अर्थ शंकु छत टैंकों के लिए टैंक के तल से शीर्ष कर्ब कोण तक की ऊंचाई है। फ्लोटिंग रूफ टैंक के लिए, यह टैंक तल से टैंक खोल के शीर्ष तक की ऊंचाई है।
- (घघ) "टैंक वाहन लोडिंग या अनलोडिंग" का अर्थ टैंक वैगन या टैंक ट्रक से पेट्रोलियम को लोड या अनलोड करने की सुविधा है।
- (ङङ) "जल क्षमता" का अर्थ प्रेशर वेसल या कंटेनर या टैंक की लीटर में क्षमता है जब यह 15^७से. पर पानी से पूरी तरह भर जाता है।

2. ऐसे प्रयुक्त शब्द और अभिव्यक्तियां, जो इन विनियमों में परिभाषित नहीं की गई हैं, लेकिन अधिनियम या इसके तहत बनाए गए नियमों या विनियमों में परिभाषित हैं, का क्रमशः वही अर्थ होगा जैसा उन्हें अधिनियम या नियमों या विनियमों, जैसा भी मामला हो, में दिया गया है।

3. प्रयोज्यता

- (1) यह विनियम पेट्रोलियम रिफाइनरियों या गैस प्रोसेसिंग संयंत्र के संचालन में लगी सभी कंपनियों पर लागू होंगे ताकि परियोजना के पूर्ण जीवनचक्र के दौरान सुरक्षित और विश्वसनीय संचालन सुनिश्चित किया जा सके।
- (2) इन विनियमों की अनिवार्य आवश्यकताएँ कंपनी के आईएसबीएल (बैटरी सीमा के भीतर) के बाहर निर्मित सामान्य सुविधाओं पर लागू नहीं होती हैं जहाँ हाइड्रोकार्बन की कोई प्रोसेसिंग नहीं की जाती है जैसे मुख्य प्रशासनिक भवन, सामग्री भंडार, कच्चे पानी की सुविधा, इंजीनियरिंग कार्यशालाएँ, सुरक्षा निगरानी टावर।

4. कार्यक्षेत्र

- (1) इन विनियमों की आवश्यकताएँ सभी रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों पर लागू होंगी,
- (2) ये विनियम रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों में हाइड्रोकार्बन या अन्य खतरनाक पदार्थों या रसायनों को अनलोड या लोड करने, भंडारण, प्रोसेसिंग, हस्तांतरण और रखरखाव के लिए संयंत्र की सीमा के भीतर लेआउट की न्यूनतम आवश्यकताओं को निर्धारित करते हैं।
- (3) इन विनियमों में अग्नि सुरक्षा और सुरक्षा प्रणालियों सहित डिजाइन, स्थापना, संचालन, रखरखाव, निरीक्षण में इंजीनियरिंग अवधारणा भी शामिल हैं।
- (4) ये विनियम तटवर्ती या अपतटीय अपस्ट्रीम सुविधाओं पर लागू नहीं होंगे।
- (5) ये विनियम 2000 मीटर टन तक कुल पेट्रोलियम वर्ग क, वर्ग ख, वर्ग ग इन्वेंट्री वाली लघु रिफाइनरियों पर लागू नहीं होंगे।

5. उद्देश्य

विनियम 6 में उल्लिखित मानकों का उद्देश्य लेआउट में डिजाइन सिद्धांतों का एक-समान अनुप्रयोग सुनिश्चित करना और सामग्री एवं घटकों, उपकरणों एवं प्रणालियों के चयन और अनुप्रयोग में मार्गदर्शन करना और रिफाइनरियों एवं गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों का एकसमान संचालन और रखरखाव करना है तथा रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों से मुख्य रूप से जुड़े कर्मचारियों, जनता और सुविधाओं के सुरक्षा पहलुओं पर ध्यान केंद्रित करना है।

6. मानक

रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों के लिए सुरक्षा मानकों (इसके बाद मानकों के रूप में संदर्भित) सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टताओं को अनुसूचियों में निर्दिष्ट किया जाएगा जिसमें कवर डिजाइन एवं लेआउट, विद्युत प्रणाली, प्रक्रिया प्रणाली, रखरखाव, निरीक्षण, योग्यता मूल्यांकन, आग की रोकथाम, रिसाव का पता लगाना, अग्निशमन प्रणाली और सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली शामिल है।

7. इन विनियमों का अनुपालन

- (1) बोर्ड तीसरे पक्ष के अनुरूपता मूल्यांकन पर अलग-अलग प्रावधानों के अनुसार किसी मान्यता प्राप्त तीसरे पक्ष के माध्यम से इन विनियमों के अनुपालन की प्रत्यक्ष रूप से या उसकी देखरेख में करेगा।
- (2) संस्था का बोर्ड इन विनियमों के लागू होने के नब्बे दिनों के भीतर अपने एक निदेशक की नियुक्ति करेगा, जो इन विनियमों का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए जिम्मेदार होगा।
- (3) रिफाइनरी लगाने की इच्छुक कोई भी कंपनी इन विनियमों के अनुरूप डिजाइन अवधारणा सहित अपनी विस्तृत योजना पेसो को उनके अनुमोदन के लिए उपलब्ध कराएगी।
- (4) यदि किसी कंपनी ने किसी अन्य मानक के आधार पर रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों की स्थापना, निर्माण, विनिर्माण, निर्माणाधीन या विस्तारित किया है या इन विनियमों में निर्दिष्ट आवश्यकताओं को पूरा नहीं कर रही है, तो कंपनी एक विस्तृत मात्रात्मक जोखिम विश्लेषण या इसके बुनियादी ढांचे का गुणात्मक जोखिम विश्लेषण करेगी। तत्पश्चात कंपनी गैर-अनुरूपता और उपशमन उपायों के लिए अपने बोर्ड से अनुमोदन प्राप्त करेगी। अनुपालन रिपोर्ट, अंतर विश्लेषण, न्यूनीकरण उपायों और कार्यान्वयन अनुसूची के साथ कंपनी के बोर्ड की मंजूरी इन विनियमों के प्रारम्भ होने की तारीख से छह महीने के भीतर बोर्ड को प्रस्तुत की जाएगी।

8. चूक और परिणाम

- (1) निर्माण, पूर्व-स्थापना और संचालन चरण के दौरान तकनीकी और सुरक्षा ऑडिट के माध्यम से इन विनियमों के प्रावधानों का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए एक प्रणाली होगी।
- (2) किसी भी चूक सहित किसी भी विचलन या कमी के मामले में, कंपनी को ऐसे विचलन, कमी, चूक के सुधार के लिए उचित समय-सीमा दी जाएगी और इसका अनुपालन न करने पर, कंपनी अधिनियम के प्रावधानों के तहत किसी भी दंड कार्रवाई या प्रचालन की समाप्ति के लिए उत्तरदायी होगी।

9. अन्य कानूनों के तहत आवश्यकताएँ

यथा लागू सभी सांविधिक नियमों, विनियमों और अधिनियमों का यथाप्रभावी अनुपालन करना आवश्यक होगा और रिफाइनरियों और गैस प्रसंस्करण संयंत्रों के लिए संगत सक्षम प्राधिकारियों

से अपेक्षित अनुमोदन प्राप्त किया जाएगा।

10. विविध

- (1) यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान की व्याख्या के संबंध में कोई विवाद उत्पन्न होता है, तो बोर्ड का निर्णय अंतिम होगा।
- (2) बोर्ड किसी भी समय इन विनियमों में उचित संशोधन कर सकता है।
- (3) बोर्ड समय-समय पर इन नियमों के उद्देश्य को पूरा करने के लिए अधिनियम इन विनियमों के अनुरूप, जैसा उचित समझे, दिशा-निर्देश जारी कर सकता है।

अनुसूची-1

1.0 साइट चयन और लेआउट:

1.1 परिचय:

1.1.1 हाइड्रोकार्बन प्रोसेसिंग और हैंडलिंग संयंत्र स्वाभाविक रूप से खतरनाक हैं। बड़े और जटिल संयंत्रों की आज की प्रवृत्ति पर्याप्त जोखिम संभावना प्रस्तुत करती है। कभी-कभी संयंत्रों को उच्च क्षमता या दक्षता पर संचालित करने के लिए संशोधित किया जाता है, जिसके लिए पहले की तुलना में बड़ी भंडारण आवश्यकताओं की जरूरत होती है। इन कारणों से, विभिन्न सुविधाओं के लिए स्थान आवंटन पर विचार करते समय प्रस्तावित नए निर्माण या परिवर्धन के लिए प्रारंभिक साइट विश्लेषण सावधानीपूर्वक किया जाना चाहिए।

1.2 संयंत्र लेआउट सिद्धांत:

1.2.1 स्थापना के लेआउट में निम्नलिखित सिद्धांत को अपनाया जाना चाहिए, अर्थात:-

- (क) जहां तक संभव हो ब्लॉक लेआउट को अपनाया जाना चाहिए। संयंत्र लेआउट व्यवस्था को कच्चे माल की प्रोसेसिंग यूनिट अथवा यूनिटों के सामान्य मार्ग का पालन करना चाहिए, जिसमें भंडारण और डिस्पैच सुविधाओं के बाद आवश्यकतानुसार टैंकेज लगाए गए हों। पूरे क्षेत्र को ब्लॉकों में उप-विभाजित किया जाना चाहिए।
- (ख) पहुंच मार्ग और सुरक्षा के लिए चारों ओर सड़कों के साथ अलग-अलग ब्लॉकों में सभी प्रोसेस यूनिटों और भंडारण टैंकों के डाइक अहातों की योजना बनाई जाएगी।
- (ग) स्थापना में प्राथमिक यातायात सड़कें खतरनाक क्षेत्रों के बाहर होंगी। ब्लॉकों को अलग करने वाली सड़कें आग बुझाने के लिए इस्तेमाल की जाएंगी। मौजूदा सुविधाओं में, जिनमें सड़कें खतरनाक क्षेत्र के भीतर हैं, वहां आपातकालीन वाहनों को छोड़कर अन्य वाहनों का आवागमन प्रतिबंधित होगा।
- (घ) पैदल चलने वालों के लिए रास्ते उपलब्ध कराए जाने चाहिए और प्राथमिक यातायात सड़कों के साथ चिह्नित किए जाने चाहिए।
- (ङ) प्रत्येक सुविधा तक वैकल्पिक पहुँच प्रदान की जाएगी ताकि एक सड़क पर अवरोध होने की स्थिति में आपातकालीन सेवाओं द्वारा उसके माध्यम से पहुँचा जा सके। सड़क जंक्शनों पर चौड़ाई, ढाल और तीखे मोड़ को आपातकालीन स्थिति में सबसे बड़े अग्निशमन वाहन की आवाजाही को सुविधाजनक बनाने के लिए डिज़ाइन किया जाएगा।
- (च) शटिंग के दौरान सड़क या पाइप क्रॉसिंग और सड़कों की रुकावट को कम करने के लिए रेल स्पर को स्थापना की सीमा के निकट स्थित होना चाहिए।
- (छ) संयंत्र में ट्रक यातायात के प्रवेश को कम करने के लिए सुविधाओं का लेआउट बनाया जाना चाहिए।
- (ज) राजमार्ग या प्रमुख सड़क से दो अलग-अलग सड़क मार्ग प्रदान किए जाने चाहिए। मुख्यतः, एक कर्मचारियों के लिए और दूसरा उत्पाद और सामग्री के संचालन के लिए।

- आपात स्थिति में सहायता प्राप्त करने के लिए ये दोनों दृष्टिकोण उपलब्ध होने चाहिए।
- (झ) स्थापना (संयंत्र क्षेत्र) की चाहरदीवारी के बाहर किसी ज्वलन स्रोत की उपस्थिति को हमेशा ध्यान में रखा जाएगा।
 - (ञ) प्रज्वलन के स्रोतों पर हाइड्रोकार्बन वाष्प के फैलाव से बचने या जंग से बचने के लिए मौजूदा हवा की दिशा के आधार पर फ्लेयर्स, भट्टियों और हीटरो, धूल भरे संचालन (जैसे सल्फर हैंडलिंग) और कूलिंग टावरों का लक्ष्य तय किया जाना चाहिए। सभी प्रकार के उपकरणों या संरचनाओं के लिए निर्माण विधियों का अध्ययन किया जाएगा। टावर, रिएक्टर, भट्टी उपकरण ऐसे क्षेत्र में स्थित होने चाहिए ताकि निर्माण की सुविधा मिल सके।
 - (ट) प्रत्येक प्रकार के उपकरण के लिए अनुरक्षण आवश्यकताओं की पहचान की जाएगी और उन पर विचार किया जाएगा।
 - (ठ) निर्माण गतिविधियों के लिए, क्षेत्र निर्धारित किया जाना चाहिए।
 - (ड) भविष्य के विस्तार का आकलन किया जाना चाहिए, और तदनुसार स्थान का प्रावधान किया जाना चाहिए।
 - (ढ) आपातकालीन प्रतिक्रिया केंद्र (ईआरसी), यदि प्रदान किया जाता है, सुरक्षित क्षेत्र में मुख्य रूप से मुख्य संयंत्र प्रवेश या निकास के पास स्थित होगा। यह आपात स्थिति में मुख्य नियंत्रण कक्ष, सुरक्षा नियंत्रण केंद्र, मुख्य अग्निशमन केंद्र और बाहरी स्थानीय प्रशासन के साथ संवाद करने में सक्षम होना चाहिए।
 - (ण) आपातकालीन नियंत्रण कक्ष और वैकल्पिक आपातकालीन नियंत्रण कक्ष सुरक्षित क्षेत्र में होने चाहिए।
 - (त) संयंत्र के लेआउट में, आने वाले ट्रक की पार्किंग, संचालन और वजन के लिए क्षेत्र की पहचान की जाएगी। बाहर जाने वाले ट्रकों के लिए उचित सुरक्षा व्यवस्था के साथ ट्रक शीटिंग क्षेत्र को शामिल करने पर विचार किया जाएगा।

1.3 ब्लॉक या सुविधाओं का लेआउट

1.3.1 लेआउट तैयार करने के लिए, निम्नलिखित पहलुओं पर जानकारी एकत्र की जानी चाहिए, जैसा लागू हो, अर्थात्:-

- (क) प्रोसेस यूनिटें, उपयोगिता आवश्यकताएं, भंडारण टैंक और दबाव वाले भंडारण पोत
- (ख) उत्पाद प्राप्ति या प्रेषण और परिवहन का तरीका (रेल, सड़क और पाइपलाइन)
- (ग) गोदामों, ठोस उत्पादों जैसे पेट्रोलियम कोक, पेट्रोलियम मोम, सल्फर, कोलतार या डामर और अन्य खुले भंडारण क्षेत्रों जैसे स्क्रेप यार्ड के लिए भंडारण क्षेत्र
- (घ) रासायनिक या जहरीले रसायनों का भंडारण, खतरनाक अपशिष्ट भंडारण या निपटान।
- (ङ) फ्लेयर्स
- (च) सर्विस बिल्डिंग, फायर स्टेशन और फायर ट्रेनिंग ग्राउंड
- (छ) ऊंचाई, ढलान और जल निकासी सहित साइट स्थलाकृति

- (ज) मौसम संबंधी डेटा,
- (झ) बैथिमेट्रिक डेटा (जैसे उच्च ज्वार स्तर, लहर की ऊँचाई), क्षेत्र में उच्चतम बाढ़ स्तर, जल तालिका, प्राकृतिक जलधाराएँ या तटीय क्षेत्रों में स्थापनाओं के लिए नहर।
- (ञ) भूकंपीय डेटा, मुख्य संयंत्र क्षेत्रों के लिए पहुंच मार्ग
- (ट) विमानन विचार
- (ठ) चाहरदीवारी के तुरंत बाहर स्थित सुविधाओं को और उनसे जोखिम
- (ड) पर्यावरण संबंधी पहलू
- (ढ) सांविधिक दायित्व
- (ण) सुरक्षा संबंधी पहलू

1.3.2 ब्लॉकों या सुविधाओं के लेआउट के लिए सामान्य अवधारणा, विभिन्न सुविधाओं या ब्लॉकों का पता लगाते समय, निम्नलिखित पर विचार किया जाना चाहिए:

- (क) प्रक्रिया प्रवाह के सिलसिलेवार क्रम में ब्लॉक या सुविधाओं का लेआउट होना चाहिए।
- (ख) बाढ़ से बचने के लिए प्रोसेस यूनिट अथवा यूनिटों, टैंक फार्म, लोडिंग गैन्ट्री, ठोस भंडारण, उपयोगिताएं, आपातकालीन डीजी सेट और संपर्क सड़कों को उठी हुई उच्च भूमि पर स्थित होना चाहिए।
- (ग) उपयोगिता ब्लॉक अथवा ब्लॉकों को मुख्यतः यूनिट ब्लॉकों के निकट स्थित होना चाहिए।
- (घ) बिजली उत्पादन सुविधाएं जो प्रोसेसिंग की आवश्यकता के लिए वाष्प की आपूर्ति भी करती हैं, प्रोसेस यूनिट ब्लॉक के पास स्थित होनी चाहिए।
- (ङ) लेआउट डिजाइन करते समय, ओवरहेड पावर ट्रांसमिशन लाइनें पार्किंग क्षेत्रों सहित स्थापना के ऊपर से नहीं गुजरेंगी। तेल और गैस स्थापनाओं से क्षैतिज के समानांतर निकासी भारतीय विद्युत नियमों के अनुरूप होगी।
- (च) हाई टेंशन (एचटी) या लो टेंशन (एलटी) सब-स्टेशन अथवा सब -स्टेशनस लोड केंद्रों के निकट स्थित होने चाहिए।
- (छ) कूलिंग टावर्स को प्रोसेस उपकरण और सबस्टेशन की हवा की दिशा से नीचे या हवा की दिशा से दूर स्थित होना चाहिए ताकि कोहरे से क्षरण या दृष्टि बाधा या शॉर्ट-सर्किटिंग न हो।
- (ज) बहिष्कृत पेट्रोलियम उत्पाद या अन्य रसायनों के भंडारण टैंकों को उसी डाइक में वर्ग क, वर्ग ख, वर्ग ग उत्पाद टैंकों के साथ उत्पाद वर्गीकरण के अनुसार समूहीकृत नहीं किया जाना चाहिए। रासायनिक रूप से अस्थिर प्रकृति के पेट्रोलियम उत्पादों को अलग डाइक में संग्रहित किया जाना चाहिए। पहाड़ी क्षेत्रों में, भंडारण टैंकों को मुख्यतः कम ऊँचाई पर स्थित होना चाहिए।
- (झ) लेआउट डिजाइन करते समय, ट्रक लोडिंग या अनलोडिंग सुविधाओं को उत्पाद संचलन गेट के निकट स्थित होना चाहिए और अलग-अलग प्रवेश और निकास के लिए एकतरफा ट्रैफिक पैटर्न प्रदान करने पर लक्षित होना चाहिए। पेट्रोलियम ट्रक लोडिंग

- या अनलोडिंग सुविधाएं प्रोसेस यूनिटें या भंडारण टैंकों से दूर होनी चाहिए और ऐसे लोडिंग या अनलोडिंग क्षेत्रों की संख्या यथासंभव न्यूनतम रखी जानी चाहिए।
- (ज) सल्फर रिकवरी यूनिट और सल्फर लोडिंग क्षेत्र सल्फर की आवाजाही वाले गेट के निकट और आबादी वाले क्षेत्रों से दूर स्थित होना चाहिए। लोगों की तैनाती इन सुविधाओं के नीचे की ओर हवा की दिशा में स्थित नहीं होनी चाहिए।
 - (ट) हवा खींचने वाले उपकरण (जैसे एयर कंप्रेशर्स, एयर ब्लोअर, एफडी पंखा) सल्फर रिकवरी यूनिट या सल्फर हैंडलिंग सुविधा या अन्य जहरीले या धूल विस्फोट उत्पादक स्रोतों से दूर स्थित होने चाहिए।
 - (ठ) सल्फर भंडारण या रखरखाव और किसी सुविधा या चाहरदीवारी के बीच न्यूनतम 50 मीटर की दूरी बनाए रखने की सिफारिश की जाती है।
 - (ड) पेट्रोलियम कोक भण्डारण और संचालन सुविधाएं जहां तक संभव हो प्रोसेस यूनिटों, वायु पृथक्करण संयंत्रों, आबादी वाले और खतरनाक क्षेत्रों से दूर स्थित होनी चाहिए।
 - (ढ) प्रोसेस संयंत्र में उत्पन्न विभिन्न प्रकार के कचरे के लिए अलग संग्रह प्रणाली प्रदान की जानी चाहिए जैसे कि तैलीय पानी, कास्टिक, एसिड बहिःस्राव, मल जैसे बहिःस्राव उपचार संयंत्र को प्रोसेस यूनिट क्षेत्र से कम से कम एक ब्लॉक दूर, प्रोसेस यूनिटों से नीचे की ओर बहने वाली हवा तथा गंध एवं वाष्पशील कार्बनिक यौगिक के उत्सर्जन पर विचार करते हुए महत्वपूर्ण क्षेत्रों पर स्थित होना चाहिए। यह सीमा के किनारे निपटान स्थल के निकट स्थित होना चाहिए और निचले स्तर पर प्रवाह के गुरुत्वाकर्षण प्रवाह को ध्यान में रखकर बनाया जाना चाहिए। बारिश के दौरान या अन्यथा ईटीपी से अतिप्रवाह को रोकने के लिए उपयुक्त उपाय किए जाएंगे।
 - (ण) फ्लेयर को प्रोसेस यूनिट के ऊपर की ओर स्थित होना चाहिए और फ्लेयर के आसपास के क्षेत्र को पक्का किया जाना चाहिए।
 - (त) मुख्य पाइप रैक या अन्य यूनिटों और सुविधाओं के पाइप ट्रैक को प्रोसेस यूनिटों के माध्यम से नहीं भेजा जाएगा। रोडवेज और रेलमार्ग पर वाहनों के लिए ओवरहेड निकासी प्रदान करें। इस तरह के ओवरहेड क्लीयरेंस को दोनों तरफ से लगभग 10 मीटर पहले सुरक्षात्मक गोल पोस्ट द्वारा संरक्षित किया जाना चाहिए।
 - (थ) संचालन, रखरखाव और अग्निशमन के लिए आवश्यक सभी प्रक्रिया क्षेत्रों की सेवा के लिए सड़कें प्रदान की जानी चाहिए। इन सड़कों में प्रोसेस ब्लॉक या प्रोसेस यूनिट शामिल होनी चाहिए।
 - (द) स्थापना के अंदर धूम्रपान की अनुमति नहीं दी जाएगी।
 - (ध) फायर स्टेशन, फायर वाटर भंडारण और फायर वाटर पंप हाउस खतरनाक क्षेत्रों से दूर सुरक्षित स्थान पर स्थित होंगे। फायर स्टेशन प्रोसेस यूनिटों और हाइड्रोकार्बन भंडारण क्षेत्र के ऊपर की ओर होना चाहिए, जहां प्रोसेस यूनिटों या अन्य महत्वपूर्ण क्षेत्रों तक सीधे पहुंच होनी चाहिए।
 - (न) अग्नि जल पंपों का स्थान अन्य खतरनाक सुविधाओं से 60 मीटर से दूर नहीं होना चाहिए।
 - (न) यदि प्रोसेस यूनिटों को एकीकृत तरीके से संचालित किया जाता है और एक साथ शटडाउन लिया जाता है, तो इसे एक ही ब्लॉक के रूप में माना जा सकता है। ऐसे

मामले में, अग्नि जल अनुमान पूरे ब्लॉक के क्षेत्र को एक यूनिट के रूप में माना जाएगा।

(प) भारी उठान मदों का संभारतंत्र और निर्माण के लिए निर्धारित क्षेत्र।

1.3.3 पृथक्करण दूरी:

ऊपर वर्णित विभिन्न ब्लॉकों या सुविधाओं के बीच न्यूनतम पृथक्करण दूरी तालिका-1 के अनुसार होगी। तालिका को तालिका के साथ निर्दिष्ट टिप्पणियों के साथ पढ़ा जाएगा। मानवयुक्त भवनों का स्थान परिणाम (विस्तार) विश्लेषण और परिचालन आवश्यकताओं पर विचार करने पर आधारित होना चाहिए। बेहतर-अनुमानित पृथक्करण दूरियों को बढ़ावा देने के लिए, स्वाभाविक रूप से सुरक्षित डिज़ाइन, नियंत्रण के पदानुक्रम, हैजिड, सीए, क्यूआरए जैसे विभिन्न पीएचए अध्ययनों के सिद्धांतों के परिणामों का उपयोग किया जाना चाहिए। यह प्रोसेसिंग के खतरों और कर्मियों के लिए संबंधित व्यावसायिक स्वास्थ्य और सुरक्षा के खतरों को कम करेगा।

1.4 प्रोसेस यूनिटों का लेआउट:

1.4.1 प्रोसेस यूनिट में उपकरण को कई तरह से व्यवस्थित किया जा सकता है। यूनिट के भीतर प्रत्येक मद का पता लगाने में सुरक्षा, अर्थव्यवस्था, संचालन क्षमता और रखरखाव में आसानी पर विचार किया जाना चाहिए। उपकरणों के बीच पर्याप्त दूरी आग और संचयी प्रभाव के प्रसार को कम करने में मदद करेगी। आपातकाल के दौरान अग्निशमन, संचालन और रखरखाव कर्मियों की निकासी और यूनिट में भीड़भाड़ से बचने पर विचार किया जाना चाहिए।

1.4.2 प्रोसेस उपकरण के लेआउट के लिए सामान्य अवधारणा:

- (क) प्रोसेस प्रवाह क्रम और संचालन प्रक्रियाओं को अच्छी तरह से समझा जाना चाहिए ताकि संयंत्र योजना में उपकरण व्यवस्था कार्यात्मक हो। पाइपिंग के अधिकतम उपयोग और परिचालन एवं रखरखाव में आसानी के लिए उपकरणों को संभारतंत्र प्रक्रिया क्रम में रखा जाना चाहिए। अनुरक्षण कार्य करने के लिए उपकरणों के बीच की दूरी पर्याप्त होनी चाहिए।
- (ख) यूनिट पाइप रैक को मध्य में रखा जाना चाहिए, जिससे यूनिट को उपकरण के दो या अधिक क्षेत्रों में विभाजित किया जा सके। पंपों को पाइप रैक के पास और दोनों ओर दो पंक्तियों में रखा जा सकता है। हीट एक्सचेंजर्स और जहाजों को रैक के दोनों किनारों पर बाहरी पंक्तियों के रूप में एक साथ समूहीकृत किया जाना चाहिए।
- (ग) हीट एक्सचेंजर्स को मोबाइल क्रेन या अन्य तरीकों से ट्यूब बंडलों को खींचने की सुविधा के लिए बाहरी पंक्ति पर पाइप रैक की सीध में स्थित होना चाहिए। शेल और

- ट्यूब हीट एक्सचेंजर में कम से कम एक मीटर लंबी निकासी और हटाए जा सकने वाले बंडलों की लंबाई होनी चाहिए।
- (घ) एयर फिन कूलर को पाइप रैक, तकनीकी संरचनाओं या स्वतंत्र संरचना के ऊपर स्थापित किया जाना चाहिए। 230° से. या सी4 के तापमान से ऊपर हाइड्रोकार्बन का प्रबंधन करने वाले पंप और लाइटर हाइड्रोकार्बन को एयर फिन कूलर के नीचे नहीं लगाया जाना चाहिए।
 - (ङ) बड़ी मात्रा में तरल धारण करने वाले जहाजों को कम ऊंचाई पर और मुख्यतः ग्रेड पर स्थापित किया जाना चाहिए। ऐसे जहाजों के आसपास पर्याप्त जल निकासी प्रदान की जानी चाहिए। जहां प्रक्रिया की आवश्यकता ग्रेड के ऊपर उनकी स्थापना तय करती है, उन्हें खुले क्षेत्र में स्थित होना चाहिए।
 - (च) टावरों या स्तंभों को अबाधित निर्माण के साथ-साथ ग्रेड पर आंतरिक रखरखाव के लिए खुले क्षेत्रों की ओर पाइप रैक के साथ स्थित होना चाहिए। ऊंचे टावरों, जिन्हें ऊपरी स्तर पर बार-बार परिचालन की आवश्यकता होती है, को एक स्थान पर बनाया जाना चाहिए ताकि एक सामान्य कनेक्टिंग प्लेटफॉर्म प्रदान किया जा सके।
 - (छ) थर्मो-साइफन री-बॉयलर को मुख्यतः उनके संबंधित टावरों के निकट रखा जाना चाहिए।
 - (ज) पोत, कॉलम, रिएक्टर जिनमें इंटरनल या कैटेलिस्ट होते हैं, रसायन में इंटरनल को हटाने या स्थापित करने या कैटेलिस्टों और रसायनों को लोड या अनलोड करने के लिए एक ड्रॉप-आउट क्षेत्र होना चाहिए। इसके अलावा, क्रेन के संचालन के लिए चिन्हित कठोर क्षेत्र प्रदान किया जाना चाहिए।
 - (झ) हीटर को यूनिट के एक कोने में हवा की विपरीत दिशा में स्थित होना चाहिए। क्रेन के पहुंचने के अलावा हीटर ट्यूब को हटाने और साफ करने के लिए जगह उपलब्ध कराई जानी चाहिए। हीटरों के आस-पास के क्षेत्रों को प्रोसेस उपकरण से दुर्घटनावश छलकने वाले पदार्थ के लिए पक्का किया जाएगा। फोर्स्ड ड्राफ्ट पंखों को सुरक्षित स्थान से लिया जाएगा या पंखे प्रोसेस उपकरण से दूर स्थित होंगे जहां से उनके हाइड्रोकार्बन वाष्प को सोखनेकी संभावना है। हीटर ईंधन आपूर्ति प्रणाली छोटे नॉक आउट ड्रम और वाल्व स्टेशनों से लैस है जिन्हें हीटर पैकेज का अभिन्न अंग माना जाता है।
 - (ञ) भट्टी के नीचे और भट्टी की दीवारों से 15 मीटर की दूरी के भीतर कोई खाई या गड्ढा (बंद या खुला) नहीं होना चाहिए। सभी भूमिगत नाली कनेक्शनों को भट्टी की दीवारों से 15 मीटर के क्षेत्र में बंद कनेक्शनों से सील किया जाएगा और भट्टी की दीवारों से 15 मीटर की दूरी के भीतर कोई खुली फ़नल या नाली नहीं रखी जाएगी।
 - (ट) कालिख ब्लोअर नियंत्रण, बर्नर प्रबंधन प्रणाली (बीएमएस) और फ्लू गैस विश्लेषक के लिए स्थानीय नियंत्रण कक्ष केवल प्रोसेस हीटर पर और उसके पास स्थित होना चाहिए। शेष नियंत्रणों को नियंत्रण कक्ष में ले जाया जाना चाहिए।
 - (ठ) गैस कंप्रेसरों को हीटर से नीचे की ओर स्थित होना चाहिए ताकि रिसाव होने वाली गैसों हीटर की ओर न बहें। कंप्रेसर हाउस के फर्श पर व्यापक वाष्प या गैसों के जमा होने से बचने के लिए गैस कम्प्रेसर की छत होनी चाहिए और यह साइड से खुली

होनी चाहिए। रखरखाव और संचालन में आसानी के लिए कंप्रेसर हाउस को बैटरी की सीमा के पास स्थित होना चाहिए। रखरखाव के लिए ड्रॉप आउट क्षेत्र प्रदान किया जाना चाहिए। हवा से भारी खतरनाक गैसों को साफ करने के लिए साइड ओपनिंग के साथ, हवा से हल्की खतरनाक गैसों के जमा होने से बचने के लिए कंप्रेसर शेड के शीर्ष पर मॉनिटर या गैस डिटेक्टर लगे होने चाहिए।

- (ड) किसी भी प्रोसेस यूनिट की बैटरी सीमा के भीतर डे टैंक या प्रोसेस केमिकल टैंक के अलावा कोई अन्य टैंक प्रदान नहीं किया जाएगा।
- (ढ) प्रोसेस रसायन भंडारण टैंक न्यूनतम 300 एम. एम. ऊंचाई की पटरी के साथ उपलब्ध कराए जाने चाहिए। इस विनियम के खंड 1.5.1.(क) के अनुसार हाइड्रोकार्बन डे टैंकों को डाइक प्रदान किया जाएगा।
- (ण) कोल्ड बॉक्स ग्रेड पर या अलग-अलग ऊंचे ढांचों पर स्थित होने चाहिए। संचालन और रखरखाव में आसानी के लिए कोल्ड बक्सों के आसपास पर्याप्त जगह उपलब्ध कराई जानी चाहिए।
- (त) प्रोसेस यूनिटों के लिए प्लेयर नॉक आउट ड्रम यूनिट की बैटरी सीमा पर स्थित होना चाहिए।
- (थ) ब्लो डाउन सुविधाएं या भूमिगत ड्रम संयंत्र या यूनिट के एक कोने में भट्टी या किसी भी भट्टी उपकरण से सबसे दूर और यूनिट के हवा की दिशा की ओर स्थित होना चाहिए।
- (द) ब्लो डाउन सुविधा से निकास, निकास स्टैंक से 15 मीटर के दायरे में आने वाले सबसे ऊंचे उपकरण से न्यूनतम 3 मीटर ऊपर होगा।
- (ध) यूनिट परिसर के भीतर ऑपरेटर केबिन, यदि कोई हो, सहित अधिकार वाली इमारत की सिफारिश नहीं की जाती है। यदि यह अपरिहार्य है, तो भवन यूनिट के ऊपर की ओर स्थित होना चाहिए और विस्फोट के अधिक दबाव, एच₂एस, ताप विकिरण और श्वासावरोध के खतरे से पर्याप्त रूप से सुरक्षित होना चाहिए। केबिन केवल संबंधित सुविधाओं के शिफ्ट ऑपरेटरों के न्यूनतम अधिकार के लिए होना चाहिए।
- (न) मुख्य रूप से आने-जाने के लिए सीढ़ी प्रदान की जानी चाहिए।
- (न) पाइप, केबल रैक के नीचे न्यूनतम हेडरूम 2.1 मीटर होना चाहिए।
- (प) टर्न अराउंड अवधि के दौरान मोबाइल उपकरण और बिजली उपकरण या सर्विसिंग और रखरखाव उपकरण के उपयोग की अनुमति देने के लिए उपकरण को जगह दी जानी चाहिए।

1.4.3 प्रोसेस यूनिटों में उपकरण के लिए जगह:

- (क) प्रोसेस यूनिटों के भीतर विभिन्न उपकरणों के बीच न्यूनतम पृथक्करण दूरी तालिका-2 में दी गई है। सिफारिश की गई दूरी का यथासंभव पालन किया जाना चाहिए।
- (ख) प्रोसेस यूनिट के भीतर उपकरण रखने की जगह भिन्न हो सकती है यदि यह निम्नलिखित

को छोड़कर लाइसेंसर या उपकरण निर्माता या इंजीनियरिंग सलाहकारों द्वारा निर्दिष्ट प्रक्रिया या सुरक्षा या डिज़ाइन आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए आवश्यक है, अर्थात्:-

- (i) ब्लो डाउन सुविधा (ओपन पिट टाइप) या ऑयल कैचर फायर्ड हीटर या किसी भी फायर्ड उपकरण से कम से कम 30 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए। यदि ब्लो डाउन ड्रम भूमिगत स्थित है या ऑयल कैचर को सुरक्षित स्थान पर निकास के साथ कवर किया गया है, तो न्यूनतम पृथक्करण दूरी 15 मीटर होगी।
- (ii) फ्यूल ऑयल डे टैंक उन सुविधाओं, जैसे हीट एक्सचेंजर, फ्यूल ऑयल सिस्टम से सीधे जुड़े पंप, को छोड़कर उपकरण से कम से कम 15 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए।
- (ग) फायरवाटर हाइड्रेंट या मॉनिटर उस उपकरण से कम से कम 15 मीटर की दूरी पर होंगे जिसे उस हाइड्रेंट या मॉनिटर से सुरक्षित रखा जाना है।
- (घ) वाटर स्प्रे डेल्यूज वाल्व -
 - (i) वाटर स्प्रे सिस्टम डेल्यूज वाल्व हाइड्रोकार्बन की हैंडलिंग वाले लक्षित उपकरण से कम से कम 15 मीटर दूर स्थित होना चाहिए।
 - (ii) भंडारण टैंकों के मामले में, डेल्यूज वाल्वों या फायर वॉटर आरओवी का स्थान सिस्टम डिस्चार्ज समय के संदर्भ में प्रदर्शन मानदंडों को पूरा करने के लिए निर्धारित किया जाना चाहिए, इसकी पहुंच सुनिश्चित करना और वाल्व को संरक्षित किया जाना चाहिए, ताकि इन वाल्वों की अखंडता निम्नलिखित प्रभावों से सुनिश्चित की जा सके, अर्थात्:-
 - (I) आसपास के क्षेत्र में आग से थर्मल विकिरण ताप।
 - (II) डेल्यूज वाल्व की अखंडता को प्रभावित करने वाले विस्फोटों की संभावना।
 - (III) डाइक, ट्रेंच और इंपाउंडिंग बेसिन सहित जल निकासी सुविधाओं का स्थान और व्यवस्था और
 - (IV) जमने और यांत्रिक क्षति की संभावना।
- (ङ) ईंधन गैस नॉक आउट ड्रम हीटर से न्यूनतम 15 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए।
- (च) तालिका-2 में उल्लिखित उपकरण की पृथक्करण दूरी को न्यूनतम बनाए रखा जाएगा। तथापि, इन्हें ओईएम या लाइसेंसदाताओं की सिफारिशों का पालन करने के लिए बढ़ाया जा सकता है।

1.5 भंडारण टैंकों का लेआउट:

1.5.1 सामान्य अवधारणा:

(क) डाइक अहाते:

(i) पेट्रोलियम भण्डारण टैंकों को अहाते के चारों ओर सड़कों के साथ डाइक अहातों में रखा जाएगा। एक डाइक अहाते में रखे जाने वाले टैंकों की कुल क्षमता निम्नलिखित मान से अधिक नहीं होगी: , अर्थात्:-

(i) फिक्सड छत वाले टैंकों के एक समूह के लिए 60,000 एम³, अथवा

(ii) फ्लोटिंग रूफ टैंकों के एक समूह के लिए 120,000 एम³

- (ii) फिक्सड-सह-फ्लोटिंग रूफ टैंक को फिक्सड रूफ टैंक के रूप में माना जाएगा। तथापि, यदि इन टैंकों में शेल पर खुलने वाली खिड़कियां प्रदान की गई हैं और ये खिड़कियां किसी भी स्थिति में अवरुद्ध नहीं होंगी, तो इन्हें फ्लोटिंग रूफ टैंक माना जा सकता है (ऐसे टैंकों का उपयोग एल्कोहल भंडारण के लिए नहीं किया जाएगा जिसमें पानी का प्रवेश अवांछनीय है)।
- (iii) यदि टैंकों के समूह में फिक्सड और फ्लोटिंग रूफ टैंक दोनों हैं, तो इसे उपर्युक्त सीमाओं के प्रयोजन के लिए फिक्सड रूफ टैंकों के समूह के रूप में माना जाएगा।
- (iv) किसी भी आपात स्थिति के मामले में डाइक अहाता सबसे बड़े टैंक की पूरी सामग्री को समाहित करने में सक्षम होगा। अहाते की क्षमता की गणना टैंकों (सबसे बड़े टैंक के अलावा) की मात्रा में कटौती के बाद की जाएगी और डाइक के भीतर टैंक पैड अहाते की ऊंचाई तक होंगे। डाइक की ऊंचाई तय करने के लिए परिकल्पित तरल स्तर से ऊपर 200 एम . एम. या डाइक ऊंचाई का 10% जो भी अधिक हो, का एक न्यूनतम फ्री बोर्ड बनाने पर विचार किया जाएगा।

- (v) टैंक अहाता डाइक (फ्री बोर्ड सहित) की ऊंचाई कम से कम 1.0 मीटर होगी और ग्रेड स्तर के अंदर औसत से 2.0 मीटर से अधिक नहीं होगी। मिट्टी, कंक्रीट या ठोस चिनाई से निर्मित डाइक की दीवार का डिजाइन हीड्रोस्टाटिक वजन को सहन करने के लिए बनाया जाना चाहिए। मिट्टी की डाइक दीवार डाइक वाल की स्थिरता के लिए शीर्ष पर कम से कम 0.6 मीटर चौड़ी समतल खंड से कम नहीं होनी चाहिए।
- (vi) बहिष्कृत पेट्रोलियम के लिए, डाइक अहाते की क्षमता छलकाव नियंत्रण पर आधारित होनी चाहिए न कि टैंक फटने पर नियंत्रण के लिए। बहिष्कृत पेट्रोलियम के मामले में डाइक दीवार की न्यूनतम ऊंचाई 600 एम. एम. होगी।
- (vii) अलग-अलग डाइक में स्थित निकटतम टैंकों के बीच की दूरी दो सबसे बड़े टैंकों में के व्यास से कम या 30 मीटर, जो भी अधिक हो, से कम नहीं होनी चाहिए।
- (viii) प्रोसेस उपकरण डाइक के अंदर स्थित नहीं होना चाहिए। पम्प स्टेशनों और पाइपिंग मैनिफोल्ड को सड़कों के किनारे डाइक क्षेत्रों के बाहर स्थित होना चाहिए।
- (ix) ओवरहेड स्थित टैंक सुरक्षा दूरी को पूरा करेंगे और आरसीसी निर्माण के डाइक अहाते भी होंगे और डाइक अहाते के लिए कुशल जल निकासी प्रणाली प्रदान की जाएगी।
- (x) टैंक की ऊंचाई टैंक के व्यास के डेढ़ गुना या 20 मीटर, जो भी कम हो, से अधिक नहीं होनी चाहिए। तेल खान विनियम के अंतर्गत आने वाली स्थापनाओं के लिए, टैंक की अधिकतम ऊंचाई, डाइक की आवश्यकताएं तेल खान विनियमों के अनुसार होंगी।
- (xi) डाइक अहाते में स्थित किसी भी टैंक से या तक पाइपिंग किसी अन्य डाइक से होकर नहीं गुजरनी चाहिए। टैंक शेल और डाइक दीवार के अंदर की ओर के बीच की न्यूनतम दूरी टैंक की ऊंचाई के आधे से कम नहीं होनी चाहिए।
- (xii) प्रत्येक डाइक क्षेत्र के चारों तरफ पहुंच मार्ग होना चाहिए और आग लगने के दौरान एक सड़क के कट जाने पर प्रभाव को कम करने के लिए सड़कों को जोड़ा जाना चाहिए।
- (xiii) टैंक के फाउंडेशन के लिए रिसाव जांच प्रणाली प्रदान की जानी चाहिए।
- (xiv) मिट्टी के किसी भी संदूषण से बचने के लिए टैंक फार्मों में फुटपाथ को एक अभेद्य परत प्रदान की जानी चाहिए।

(ख) समूहीकरण:

- (i) भंडारण के लिए पेट्रोलियम उत्पादों का समूहन उत्पाद वर्गीकरण पर आधारित होगा। वर्ग-क या वर्ग-ख पेट्रोलियम को एक ही डाइक वाले अहाते में संग्रहित किया जा सकता है। वर्ग-ग पेट्रोलियम को मुख्यतः अलग अहाते में संग्रहित किया जाना चाहिए। तथापि, जहाँ वर्ग-ग पेट्रोलियम को वर्ग-क या वर्ग-ख पेट्रोलियम के साथ एक सामान्य डाइक में संग्रहित किया जाता है, वहाँ क्रमशः वर्ग-क या वर्ग-ख के लिए लागू सभी सुरक्षा नियम लागू होंगे।
- (ii) बहिष्कृत पेट्रोलियम को एक अलग डाइक अहाते में संग्रहित किया जाएगा और वर्ग-क, वर्ग-ख या वर्ग-ग पेट्रोलियम के साथ संग्रहित नहीं किया जाएगा।
- (iii) टैंकों को अधिकतम दो पंक्तियों में रखा जाना चाहिए ताकि प्रत्येक टैंक पर अहाते के आसपास की सड़क से पहुंचा जा सके। इस शर्त को अपवर्जित पेट्रोलियम वर्ग के टैंकों पर लागू करने की आवश्यकता नहीं है; और
- (iv) **50,000** घन मीटर और उससे अधिक क्षमता वाले टैंक एक पंक्ति में रखे जाएंगे।

(ग) **फ़ायर वॉल:**

- (i) किसी डाइकड अहाते में जहां एक से अधिक टैंक स्थित हैं, वहां न्यूनतम ऊंचाई 600 एम. एम. की फायरवॉल प्रदान की जाएगी ताकि एक टैंक से रिसाव को रोका जा सके और उसी अहाते में किसी अन्य टैंक को खतरे से बचाया जा सके।
- (ii) छोटे टैंकों का एक समूह जिसका व्यास 9 मीटर से अधिक नहीं है और क्षमता 5,000 एम³ से अधिक नहीं है, को फ़ायरवॉल के प्रावधान के लिए एक टैंक के रूप में माना जाएगा।
- (iii) अपवर्जित पेट्रोलियम उत्पाद भंडारण के लिए, टैंकों की संख्या को 10 तक सीमित करके या टैंकों के समूह की क्षमता को 5,000 एम³ जो भी कम हो, सीमित करके 300 एम. एम. से कम ऊंचाई की फ़ायरवॉल प्रदान की जाएगी।

1.5.2 टैंकों या ऑफसाइट सुविधाओं के बीच पृथक्करण दूरी:

- (क) पेट्रोलियम के भंडारण के लिए जमीन के ऊपर स्थित टैंकों के लिए पृथक्करण दूरी हेतु निम्नलिखित शर्तें लागू होंगी; अर्थात्

- (i) बड़ी स्थापना के लिए, न्यूनतम पृथक्करण दूरी तालिका-3 और तालिका-4 में निर्दिष्ट की जाएगी। तालिका वहां लागू होती है जहां वर्ग-क और वर्ग-ख पेट्रोलियम उत्पादों की कुल भंडारण क्षमता 5000 एम³ से अधिक है या वर्ग-क या वर्ग-ख उत्पाद टैंक का व्यास 9 मीटर से अधिक है।
- (ii) छोटी स्थापना के लिए, न्यूनतम पृथक्करण दूरी तालिका-5 में निर्दिष्ट अनुसार होगी। यह तालिका वहां लागू होती है जहां वर्ग-क और वर्ग-ख की कुल भंडारण क्षमता 5000 एम³ से कम है और वर्ग-क और वर्ग-ख पेट्रोलियम उत्पाद के किसी भी टैंक का व्यास 9 मीटर से अधिक नहीं है। तालिका-5 वर्ग-ग पेट्रोलियम के भंडारण के लिए भी लागू होगी।
- (iii) अपवर्जित पेट्रोलियम को पृथक्करण दूरी के प्रयोजन के लिए वर्ग-ग पेट्रोलियम के रूप में माना जाना चाहिए और तालिका-5 उनकी पृथक्करण दूरी के लिए लागू होगी।

1.6 एलपीजी सुविधाएं:

- 1.6.1 रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों के अंदर तरलीकृत पेट्रोलियम गैस भंडारण, हैंडलिंग और बॉटलिंग सुविधाएं, इन विनियमों में निर्दिष्ट के अलावा पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (एलपीजी भंडारण, रखरखाव और बॉटलिंग सुविधाओं के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2019 के अनुरूप होंगी ।

अनुसूची-2 [विनियम 6 देखें]

2.0 उपकरण, और भंडारण सुविधाओं का डिजाइन

2.1 भंडारण और प्रबंधन:

2.1.1 रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों के अंदर तरलीकृत पेट्रोलियम गैस सुविधाओं को पीएनजीआरबी (तरलीकृत पेट्रोलियम गैस भंडारण, संभालने और सिलेंडर में भरने की सुविधा सहित तकनीकी मानक और विनिर्देशन) विनियम, 2019 में निर्दिष्ट आवश्यकताओं के अनुसार डिज़ाइन किया जाएगा जब तक कि इन विनियमों में निर्दिष्ट न किया गया हो।

2.1.2 प्रेशर वेसल:

- (क) प्रेशर वेसल के डिजाइन, निर्माण, निरीक्षण और परीक्षण के लिए लागू कोड एएसएमई बॉयलर और प्रेशर वेसल कोड या कोई अन्य स्थापित राष्ट्रीय या अंतर्राष्ट्रीय कोड होंगे।
- (ख) दाब घटकों के लिए जब तक अन्यथा प्रेशर वेसल निर्दिष्ट न किया जाए, पुर्जों के लिए सभी कार्बन स्टील सामग्री किल्लड कार्बन स्टील की होगी।
- (ग) जहां भी संक्षारण भत्ता के लिए क्लैड प्रदान किया जाता है, क्लैड की मोटाई न्यूनतम मोटाई के लिए अपेक्षित कोड के अतिरिक्त प्रदान की जाएगी।
- (घ) प्रेशर वेसल को भूकंपीय और पवन के लिए आईएस1893 और आईएस 875 या समकक्ष के अनुसार डिजाइन किया जाएगा। प्लेटफॉर्म, सीढ़ी, पाइपिंग और इससे संबद्ध उपकरण जैसे बाहरी अनुलग्नकों को उचित महत्व दिया जाना चाहिए।
- (ङ) भारतीय बॉयलर विनियम तथा पेट्रोलियम और विस्फोटक सुरक्षा संगठन, नागपुर, भारत जैसे राष्ट्रीय कानूनों और सांविधिक प्रावधानों के साथ-साथ राज्य के लिए किसी भी स्थानीय उप-नियमों का उनकी प्रयोज्यता के आधार पर अनुपालन किया जाएगा।
- (च) सभी शोर पैदा करने वाले उपकरण (जैसे एजीटेटर, मिक्सर, साइलेंसर, एजुकेटर या इजेक्टर) के लिए शोर का स्तर अधिकतम 85 डीबी (ए) तक सीमित होगा, जो बाहर रखे उपकरण से एक मीटर की दूरी पर मापा जाता है।
- (छ) प्रेशर वेसल लागू कोड या मानकों के अनुसार हाइड्रो परीक्षण या सर्विस

- फ्लूड के अधिकतम वजन जो भी अधिक हो या न्यूमेटिक परीक्षण के भार का सामना करने में सक्षम होना चाहिए।
- (ज) प्रेशर वेसल के शीर्ष पर अधिकतम स्वीकार्य विचलन, 5 से अधिक ऊंचाई (टीएल से टीएल)/ व्यास अनुपात सहित, 200 से विभाजित प्रेशर वेसल की ऊंचाई से कम या बराबर होगा। मुख्य रूप से यह मान अधिकतम 300 एम. एम. तक सीमित होना चाहिए।
 - (झ) पाइप डेविट्स, मैनहोल डेविट्स जैसे उठान उपकरण, उनके हुक और उपकरणों से जुड़े अन्य सहायक उपकरणों को रिफाइनरी में वास्तविक अनुप्रयोग से पहले निर्माता द्वारा इन उपकरणों द्वारा समान वजन उठाकर इन उपकरणों द्वारा नियंत्रित किए जाने वाले सुरक्षित भार के लिए दुकान पर परीक्षण किया जाएगा। सभी भार वहन करने वाले वेल्ड जोड़ का अविनाशी परीक्षण किया जाएगा।
 - (ञ) वेसल एसआरवी लाइनों में आइसोलेशन वाल्व संचालन के दौरान खुला रखा जाएगा।

2.1.3 भण्डारण टैंक:

- (क) भंडारण टैंकों के डिजाइन, निर्माण, निरीक्षण और परीक्षण के लिए लागू कोड एपीआई-620, एपीआई-650 या कोई अन्य स्थापित भारतीय या अंतर्राष्ट्रीय कोड होगा।
- (ख) टैंकों को स्वतंत्र रूप से सेट किए जा सकने वाले अलार्म के साथ कम से कम दो स्तर के उपकरण प्रदान किए जाने चाहिए। उच्च-उच्च और निम्न-निम्न स्तर के अलार्म के लिए स्वतंत्र रूप से सेट करने योग्य अलार्म वाले उपर्युक्त स्तर के उपकरणों में से एक का उपयोग किया जाना चाहिए। । उच्च प्रवाह दर (जहाजों से अनलोडिंग या पाइपलाइन प्राप्ति) पर प्राप्त टैंकों के लिए उच्च-उच्च स्तरीय संवेदन उपकरण पर आधारित टैंक प्राप्ति लाइन के स्वतः पृथक होने पर विचार किया जाएगा। यदि दोनों स्तर के उपकरण एक ही सिद्धांत पर काम कर रहे हैं, तो शटडाउन प्रणाली से जुड़ा उपकरण एसआईएल प्रमाणित होना चाहिए।

2.2 प्रोसेस उपकरण

2.2.1 पंप

(क) सामान्य

- (i) पम्प बिना शेल्टर वाले बाहरी स्थान के लिए उपयुक्त होने चाहिए।
- (ii) समानांतर में चलने वाले या ऑटो स्टार्ट वाले सेंट्रीफ्यूगल पंपों के लिए, इलेक्ट्रिक मोटर का आकार खुले डिस्चार्ज वाल्व सहित मोड़ के समाप्त होने की स्थिति के अनुसार होना चाहिए।
- (iii) स्वच्छ ठंडे पानी को छोड़कर सर्विस में यांत्रिक सील को सामान्य रूप से सेंट्रीफ्यूगल पंपों और रोटरी पंपों के लिए निर्दिष्ट किया जाना चाहिए।
- (iv) सील फ्लशिंग जहां आवश्यक हो, मुख्यतः सभी स्वच्छ तरल पदार्थों के लिए उपयुक्त सील योजना के माध्यम से प्रोसेस फ्लूड के साथ ही की जानी चाहिए। बाहरी सील फ्लशिंग का उपयोग केवल तभी किया जाना चाहिए जब स्वतः फ्लशिंग करना संभव न हो; और
- (v) हाइड्रोकार्बन को ऊपर या ऑटो इग्निशन तापमान या उनके फ्लैश पॉइंट से ऊपर हाइड्रोकार्बन या सी 4 और लाइटर एंड्स या विषाक्त सामग्री को संभालने वाले पंपों के लिए डबल सील प्रदान की जाएगी।

(ख) दबाव और तापमान:

- (i) केसिंग को इसी तापमान पर एक साथ एमएडब्ल्यूपी (अधिकतम स्वीकार्य कार्य दाब) का सामना करने के लिए डिज़ाइन किया जाएगा और लागू मानक के अनुसार स्वीकार्य नोजल भार का सबसे खराब स्थिति को ध्यान में रखते हुए संयोजन किया जाएगा।
- (ii) सेंट्रीफ्यूगल पम्पों के मामले में, निम्न परिचालन स्थितियों में से किसी के लिए रेडियल स्लिट केसिंग का उपयोग किया जाएगा; अर्थात्:-
 - (I) 200⁰ सेल्सियस या उससे अधिक का पम्पिंग तापमान।
 - (II) निर्दिष्ट पंपिंग तापमान पर 0.7 से कम के सापेक्ष घनत्व के साथ ज्वलनशील या खतरनाक पंप तरल; और
 - (III) 100 बार से ऊपर रेटेड डिस्चार्ज प्रेशर पर ज्वलनशील या खतरनाक पंप तरल।
- (iii) पाइपलाइन उत्पादों के हस्तांतरण जैसे अनुप्रयोगों के लिए, प्रमाणित विक्रेता मानकों के अनुसार डिज़ाइन किए गए फीड वॉटर पंप भी 100 से अधिक बार के एमएडब्ल्यूपी के लिए स्वीकार्य होंगे।

(ग) हाइड्रोलिक्स:

- (i) पंपों को निर्दिष्ट अधिकतम ऑपरेटिंग तापमान से कम से कम 28 डिग्री सेल्सियस पर सतत संचालन के लिए डिज़ाइन किया जाना

चाहिए।

- (ii) पल्सेशन डैम्पनर को पोजिटिव डिस्प्लेसमेंट पंप (परस्पर लेनदेन या नियंत्रित मात्रा) में निर्दिष्ट किया जाना चाहिए।
- (iii) निर्दिष्ट के अनुसार पोजिटिव डिस्प्लेसमेंट पंपों के डिस्चार्ज में प्रेशर रिलीफ वाल्व प्रदान किए जाने चाहिए।
- (iv) सेंट्रीफ्यूगल पंप डिस्चार्ज लाइनें शट ऑफ के लिए डिज़ाइन की जानी चाहिए।

(घ) प्रक्रिया नियंत्रण और सुरक्षा प्रणाली:

- (i) सक्शन दाब, डिस्चार्ज दाब, प्रवाह दर, डिफरेंशियल दाब, सक्शन और डिस्चार्ज तापमान जैसे महत्वपूर्ण प्रक्रिया मापदंडों के लिए निचली और ऊपरी सीमा की पहचान की जानी चाहिए और विफलता को रोकने के लिए आवश्यक अलार्म और ट्रिप लगाए जाने चाहिए; और
- (ii) सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन के बिना इंटरलॉक को बायपास नहीं किया जाएगा।

2.2.2 कंप्रेसर

(क) सामान्य

- (i) कंप्रेसर शेल्टर वाले बाहरी स्थान के लिए उपयुक्त होना चाहिए।
- (ii) जब तक अन्यथा निर्दिष्ट न हो, सेंट्रीफ्यूगल गैस कंप्रेसर, इंटरमीडिएट लेबिरिंथ सहित टेंडम ड्राई गैस सील का उपयोग विषाक्त या ज्वलनशील गैसों के लिए किया जाना चाहिए जिसमें संयंत्र नाइट्रोजन का उपयोग बफर या पृथक गैस के रूप में किया जाना चाहिए।

(iii) सेंट्रीफ्यूगल कंप्रेसर के मामले में, जब हाइड्रोजन का आंशिक दबाव (एमएडब्ल्यूपी पर) 13.8 बॉर,जी (200 पीएसआईजी) से अधिक हो जाता है, तो केसिंग को प्राथमिक रूप से रेडियल रूप से विभाजित (बैरल) किया जाना चाहिए। अन्य सेवाओं के लिए अक्षीय विभाजन केसिंग डिजाइन का उपयोग 40 बार,जी के अधिकतम दाब तक किया जा सकता है।

(iv) समग्र ध्वनि स्तर, पूरे पैकेज के आसपास, एक मीटर की दूरी पर मुख्यतः 85 डीबीए से कम या उसके बराबर होना चाहिए। 85 डीबीए से ऊपर शोर वाले अहातों का प्रावधान करने पर विचार किया जाना

चाहिए।

- (v) कपलिंग गार्ड बिना चिंगारी वाले धातु और कठोर निर्माण के होंगे।
- (vi) जहां प्रोसेस द्रव में एच₂एस जैसे संदूषक होते हैं, वहां निर्माण प्रक्रिया में एनएसीई एमआर-103 या एनएसीई एमआर0175 मानक के अनुरूप सामग्री और विशेष ताप उपचार की आवश्यकता होगी।
- (vii) कंप्रेसर हाउस के फर्श पर भारी मात्रा में वाष्प या गैसों के संचय से बचने के लिए गैस कम्प्रेसर की छत होनी चाहिए और यह साइड से खुली होनी चाहिए। हवा से भारी खतरनाक गैसों को हटाने के लिए साइड को खुला रखने के साथ-साथ, हवा से हल्की खतरनाक गैसों के संचय से बचने के लिए कंप्रेसर शेड के शीर्ष पर सेंसर या गैस डिटेक्टर लगे होने चाहिए।
- (viii) सक्शन पाइपिंग को इस तरह से रूट किया जाना चाहिए ताकि कंप्रेसर से स्टार्टअप के दौरान कंप्रेसर से उपयुक्त दूरी के साथ और ब्रेड वाल्व, या हीट ट्रेसिंग, जैसा भी मामला हो, के संयोजन के द्वारा अवांछित तरल पदार्थों के प्रवेश को रोका जा सके।
- (ix) अलग-अलग प्रकार के प्रोसेस कंप्रेसरों को कॉमन कंप्रेसर हाउस में रखा जाना चाहिए, जिसमें ओवरहेड क्रेन और ड्रॉप डाउन एरिया जैसी रखरखाव की सामान्य सुविधाएं हों। उनमें संभाले जाने वाले कठोर तरल पदार्थ के इलेक्ट्रिकल खतरनाक क्षेत्र वर्गीकरण को पूरे शेड के लिए लागू किया जाएगा।
- (x) कम्प्रेसर ड्राइवर के प्रकार और केसिंग नोजल ओरिएंटेशन के आधार पर ऑपरेटिंग प्लेटफॉर्म स्तरों पर उचित विचार किया जाना चाहिए; और
- (xi) ओवरहेड क्रेन का आकार सबसे बड़े अकेले सबसे भारी घटक, मुख्य रूप से मोटर ड्राइव के रोटार, या स्टीम टर्बाइन ड्राइव के शीर्ष आधे हिस्से को उठाने के हिसाब से बनाया जाएगा।

(ख) तापमान:

- (i) बुनियादी कंप्रेसर डिजाइन, सामग्री, सील और सीलिंग व्यवस्था, प्रणाली में सबसे कम और उच्चतम ऑपरेटिंग तापमान के लिए उपयुक्त होगी।
- (ii) उपयोगिता वायु सेवाओं में रेसिप्रोकेटिंग कंप्रेसर के मामले में, अनुमानित डिस्चार्ज तापमान 170° सेल्सियस से अधिक नहीं होना चाहिए।
- (iii) अधिकतम अनुमानित डिस्चार्ज तापमान हाइड्रोजन सर्विस के लिए 135° सेल्सियस और सभी निर्दिष्ट परिचालन और लोड स्थितियों की अन्य सेवाओं के लिए 150° सेल्सियस से अधिक नहीं होगा।
- (iv) रेसिप्रोकेटिंग गैस कम्प्रेसर के लिए, लुब्रिकेटेड कम्प्रेसर हेतु पिस्टन की गति 4.5 मीटर/सेकेंड और बिना चिकनाई वाले कम्प्रेसर के लिए 4 मीटर/सेकेंड से कम होनी चाहिए। जहां भी उच्च गति का प्रस्ताव किया

- जाता है, सफल अनुप्रयोगों के संदर्भ उपलब्ध कराए जाएंगे;और
- (v) रेसिप्रोकेटिंग कंप्रेसर के मामले में, सिलेंडर कूलेंट इनलेट तापमान सक्शन तापमान से 6° सेल्सियस अधिक होना चाहिए।

(ग) सहायक असेंबली:

- (i) पलसेशन सुप्रेसर कनेक्शन पोजिटिव डिस्प्लेसमेंट कम्प्रेसर में फ्लैज होना चाहिए;और
- (ii) निकास और नालियों को सुरक्षित स्थान पर ले जाया जाएगा, और हाइड्रोकार्बन सर्विस में कंप्रेसर के लिए डबल ब्लॉक वाल्व प्रदान किए जाएंगे जहां भी यह फ्लेयर से जुड़ा नहीं है।

(घ) प्रक्रिया नियंत्रण और सुरक्षा प्रणाली:

- (i) उपकरण को पर्याप्त सुरक्षा प्रदान करने वाली प्रणाली को शामिल करके असामान्य प्रक्रिया स्थितियों से उपकरणों की सुरक्षा सुनिश्चित की जाएगी और निम्नलिखित को महत्व दिया जाएगा;अर्थात्:-
- (I) सेंट्रीफ्यूगल या अक्षीय कंप्रेसरों में सर्ज या न्यूनतम प्रवाह की स्थिति के कारण विफलता को रोकने के लिए, सिस्टम को या तो सर्ज कंट्रोल प्रणाली, डिस्चार्ज निकास या बंद लूप संचालन के मामले में न्यूनतम इनलेट वाल्व के साथ लगाया जाना चाहिए।
- (II) कंप्रेसर, वाष्प या गैस टर्बाइन के लिए, प्रक्रिया नियंत्रण और सुरक्षा प्रणाली के लिए पृथक नियंत्रण प्रणाली प्रदान की जाएगी।
- (III) सक्शन और डिस्चार्ज प्रेशर तथा सक्शन और डिस्चार्ज तापमान जैसे महत्वपूर्ण प्रक्रिया मापदंडों के लिए निचली और ऊपरी सीमा की पहचान की जाएगी और विफलता का पता लगाने के लिए आवश्यक अलार्म और ट्रिप, जैसा लागू हो, प्रदान किया जाएगा।
- (IV) रोटरी और सेंट्रलफ्यूगल कम्प्रेसर के लिए, उपकरणों के उलटी दिशा में रोटेशन को रोकने के लिए प्रणाली में एनआरवी जैसे आवश्यक प्रावधान होंगे। मशीन के अचानक रुकने या ट्रिप होने की स्थिति में उलटी दिशा में रोटेशन को रोकने के लिए एनआरवी

- को उपयुक्त रूप से लगाया जाना चाहिए;और
- (V) दाब और अस्थायी अलार्म या ट्रिप के लिए उपयुक्त अतिरिक्त को शामिल किया जाना चाहिए।

2.2.3 ताप एक्सचेंजर

- (i) हीट एक्सचेंजरो को एसएसएमई कोड, टीईएमए-आर वर्ग या लागू होने वाले किसी अन्य प्रासंगिक मानक के अनुसार डिजाइन किया जाएगा।
- (ii) इनलेट और आउटलेट लाइनों में मोड़ों की संख्या को ध्यान में रखते हुए, रीबॉयलर के लिए पर्याप्त स्टैटिक हेड सुनिश्चित किया जाना चाहिए।
- (iii) थर्मोसाइफल रीबॉयलर से दो-चरण की आउटलेट लाइनों में पॉकेट बनाने से बचना चाहिए।
- (iv) कंपन विश्लेषण दो-चरण और उच्च दबाव ताप विनिमायकों के लिए किया जाना चाहिए।
- (v) केटल टाइप एक्सचेंजरो पर पर्याप्त स्तर के उपकरण प्रदान किए जाने चाहिए;और
- (vi) यदि किसी सेवा के लिए समानांतर एक्सचेंजरो की आवश्यकता होती है, तो सममित वितरण की आवश्यकता पर विचार किया जाना चाहिए।

2.2.4 राहत प्रणाली:

(क) प्रेशर रिलीफ या सुरक्षा राहत उपकरण:
प्रणाली में दबाव से राहत के लिए मूल रूप से निम्न प्रकार के सुरक्षा उपकरण उपयोग किए जाते हैं ;अर्थात्:-

- (i) रिक्लोजिंग टाइप सुरक्षा या प्रेशर रिलीफ वाल्व
 - (I) पारंपरिक स्प्रिंग-लोडेड प्रेशर रिलीफ वाल्व
 - (II) संतुलित प्रेशर रिलीफ वाल्व
 - (III) पायलट संचालित रिलीफ वाल्व
- (ii) नॉन-रिक्लोजिंग टाइप सुरक्षा या प्रेशर रिलीफ वाल्व
 - (I) रज्जर डिस्क उपकरण;और
 - (II) पिन-एक्टीवेटेड उपकरण
- (iii) आपातकालीन डिप्रेशरेजाइजेशन वाल्व।
- (iv) रिलीफ वाल्वों का दबाव निर्धारित करना:
 - (I) पारंपरिक और संतुलित रिलीफ वाल्व को उचित मार्जिन की

अनुमति देने के लिए सामान्य ऑपरेटिंग दबाव के न्यूनतम 110% पर सेट किया जाएगा ताकि वॉल्व मामूली प्रक्रिया गड़बड़ी के कारण बार-बार न खुलें। सेट दबाव और सामान्य ऑपरेटिंग दबाव के बीच का अंतर 2 कि.ग्रा./ से एम² जी से कम नहीं होना

चाहिए। उपकरण के डिजाइन दबाव का चयन करने के लिए इस पहलू पर विचार किया जाएगा। अन्य प्रकार के रिलीफ वाल्वों का निर्धारित दबाव नीचे दिए गए पैराग्राफ 2.2.4 (क) (iv) (II) और (III) में मानदंडों के आधार पर तय किया जाएगा:

(II) पायलट संचालित वाल्व का इस्तेमाल किया जाएगा:

- (I) जहां निर्धारित दबाव और अधिकतम ऑपरेटिंग दबाव के बीच का मार्जिन अधिकतम ऑपरेटिंग दबाव के 10% से कम हो।
- (II) जब बिल्ट-अप बैक प्रेशर निर्धारित दबाव के 50% से अधिक होने की उम्मीद हो; और
- (III) 260° सेल्सियस के रिलीफ तापमान से ऊपर पायलट संचालित वाल्व का उपयोग नहीं किया जाएगा। जहां भी आवश्यक हो, इसे किसी प्रदत्त धातु विज्ञान और नरम भाग के लिए रिलीफ तापमान और आकस्मिक दबाव के संयोजन के रूप में चुना जाना चाहिए।

(III) न्यूनतम 10% प्रचालन अंतर और अधिकतम 50% बैक प्रेशर (निर्धारित दबाव और अधिकतम प्रचालन दबाव के बीच) 260° सेल्सियस या उससे अधिक के रिलीफ तापमान वाले रिलीफ सिस्टम के लिए सुनिश्चित किया जाएगा।

(v) रप्चर डिस्क:

जब रप्चर डिस्क का उपयोग किया जाता है, तो रप्चर डिस्क का बढ़ता दबाव और सुरक्षा वाल्व का निर्धारित दबाव समान नाममात्र मूल्य पर रखा जाएगा। रप्चर डिस्क और रिलीफ वाल्व के बीच एक प्रेशर गेज या ब्लीडर, रप्चर डिस्क की स्थिति को दर्शाने में मदद करता है।

(vi) आपातकालीन डिप्रेसुराइजिंग वाल्व:

आपातकालीन डिप्रेसुराइजिंग वाल्वों के आकार के लिए, आम तौर पर लगभग 15 मिनट के भीतर उपकरण के दबाव को प्रारंभिक स्थितियों से 50% वेसल डिजाइन दबाव के बराबर स्तर तक कम करना शामिल होता है। यह मानदंड वेसल की दीवार के तापमान बनाम दबाव से टूटने पर आधारित है और आम तौर पर लगभग 1 इंच या उससे अधिक की मोटी दीवार वाले वेसल पर लागू होती है।

(ख) सुरक्षा उपकरणों की स्थापना

- (i) किसी सुरक्षा वाल्व कनेक्टिंग पाइप का इनलेट और आउटलेट क्रमशः सुरक्षा वाल्व के इनलेट या आउटलेट फ्लैंग्स के नाममात्र आकार से कम नहीं होगा।
- (ii) हेडर सहित डिस्चार्ज साइड का आकार इस प्रकार होना चाहिए कि कुल बैक प्रेशर सुरक्षा वाल्व के प्रकार के आधार पर अनुमेय सीमा के भीतर हो।
- (iii) इनलेट और आउटलेट (यदि प्रेशर रिलीविंग उपकरण किसी क्लोज्ड सिस्टम को डिस्चार्ज कर रहा है) पाइपिंग सुरक्षा वाल्व से दूर निर्बाध जल निकासी होगी।
- (iv) डिस्चार्ज लाइन फ्लेयर हेडर को ऊपर से और मुख्यतः 45° कोण पर जोड़ेगी।
- (v) ऐसे वेसलों में जहां झाग, धुंध के रूप में, इनलेट लाइन से सुरक्षा वाल्व तथा आउटलेट लाइन से सुरक्षा वाल्व से यूनिट नॉक-आउट या ब्लोडाउन ड्रम के वाष्प के साथ तरल के मिलने की संभावना होती है, का आकार दो चरण प्रवाह के आधार पर होगा।
- (vi) प्रत्येक सुरक्षा वाल्व के इनलेट और आउटलेट पर आइसोलेशन वाल्व को उचित लॉकिंग उपकरण के साथ आइसोलेशन वाल्व को खुली स्थिति में रखने के कुछ प्रावधान के साथ लगाया जाएगा; और
- (vii) जब गेट वाल्व का उपयोग किया जाता है, तो उसे स्टेम के साथ क्षैतिज के सामानांतर स्थापित किया जाना चाहिए या यदि यह संभव नहीं है, तो स्टेम को क्षैतिज के सामानांतर नीचे की ओर लगाया जाना चाहिए ताकि गेट को गिरने से बचाया जा सके और प्रवाह अवरुद्ध न हो।

(ग) सुरक्षा उपकरणों से रिलीज

(I) वायुमंडलीय दबाव से ऊपर चलने वाले किसी भी वेसल या उपकरण से कोई हाइड्रोकार्बन रिलीज और अन्य विषाक्त गैस रिलीज सीधे वातावरण में नहीं छोड़ी जाएगी। तथापि, कुछ स्थितियों में जहां हाइड्रोकार्बन को संग्रहीत और संभाला जाता है और कोई फ्लेयर या अन्य बंद निपटान प्रणाली उपलब्ध या संभव नहीं है, वहां मुक्त वाष्प को वातावरण में छोड़ा जा सकता है। ऐसे मामले में पीएसवी डिस्चार्ज को वायुमंडल में भेजते समय निम्नलिखित प्रमुख बिंदुओं पर विचार किया जाएगा ;अर्थात्:-

- (I) व्यक्तिगत रिलीफ वाल्व निकास वायुमंडल में ऊपर की दिशा में डिस्चार्ज करेगा, जिसका आकार इतना होगा कि 150 मीटर प्रति सेकंड का न्यूनतम निकास वेग प्राप्त किया जा सके। अधिकतम वेग 0.5 मच से अधिक नहीं होना चाहिए।
- (II) यदि संभव हो, सूंघने वाली भाप या नाइट्रोजन को निकास से जोड़ा जाना चाहिए। ऐसी स्थितियों में, जहां वायु प्रवेश दर बहुत अधिक है वहां रिलीज की जाने वाली गैसों को उनकी ज्वलनशील सीमा से नीचे डायल्यूट किया जाएगा।
- (III) कई रिलीफ वाल्वों के लिए एक सामान्य वेंट का उपयोग नहीं किया जाना चाहिए क्योंकि इसका परिणाम केवल एक सुरक्षा वाल्व के संचालन के दौरान डिज़ाइन किए गए डिस्चार्ज वेग से बहुत कम होता है।
- (IV) रिलीफ वाल्व का निकास ग्रेड के ऊपर 3 मीटर की न्यूनतम ऊंचाई या 15 मीटर के दायरे में, जो भी अधिक हो, परिचालन आवश्यकता के लिए मानव की उपस्थिति आवश्यक होने पर सबसे ऊंची संरचना, पर डिस्चार्ज करेगा।
- (V) अलग-अलग निकासों में निकास लाइन में निम्न पॉइन्ट पर 1/2" का एक निकास छिद्र होगा। हाइड्रोकार्बन और भाप के लिए निकास कनेक्शन को पाइप द्वारा सुरक्षित स्थान पर निकाला जाएगा।
- (VI) यदि छोड़ी गई वाष्प निकटतम ऑपरेटिंग संरचना पर अत्यधिक शोर उत्पन्न करती है, तो निकास लाइन ध्वनिक इन्सुलेशन के साथ प्रदान की जाएगी। साइलेंसर का उपयोग नहीं किया जाना चाहिए क्योंकि इससे गड़बड़ी के कारण

आउटलेट के अवरुद्ध होने की संभावना रहती है।

(घ) मेन फ्लेयर हैडर

- (i) फ्लेयर हैडर में कोई पॉकेट नहीं होना चाहिए और निकटतम नॉक आउट ड्रम की ओर खुला निकास होना चाहिए। 500 में 1 ढलान की सिफारिश की जाती है। फ्लेयर हेडर सिस्टम में कोई चेक वाल्व लगाने की अनुमति नहीं दी जाएगी।
- (ii) यदि रखरखाव किए जाने वाले द्रव्यों में अपेक्षाकृत उच्च बहाव पॉइन्ट वाला तेल शामिल है, तो प्रणाली में इसके जमने से बचने के लिए प्रावधान किया जाएगा। उच्च गाढ़ेपन वाले तेलों का इस्तेमाल करने के लिए विशेष रूप से इंस्ट्रुमेंट लीड्स पर कम परिवेश के तापमान से सुरक्षा की आवश्यकता होगी। ऐसी परिस्थितियों में हीट ट्रेसिंग के उपयोग की सिफारिश की जाती है। एच₂एस संक्षारक है और यदि इसका मुख्य फ्लेयर हेडर के साथ रखरखाव किया जाता है, तो इससे हेडर का क्षरण होगा। इसमें एसिड गैसों का रखरखाव करने के लिए उपयुक्त सामग्री का एक अलग फ्लेयर हेडर होगा; और
- (iii) विद्युत को सक्रिय करके इलेक्ट्रिकल मोटरों या अहातों से साफ करके निकाली गई गैसों को फ्लेयर हेडर से हुक नहीं किया जाएगा।

(ड.) मेन फ्लेयर नॉकआउट ड्रम

क्षैतिज के समानांतर और लंबवत ड्रम दोनों स्वीकार्य हैं। ड्रमों को अलग करने के लिए 300-600 माइक्रोन आकार की तरल बूंदों के अनुसार आकार दिया जाएगा। नॉक-आउट ड्रमों का आकार 20-30 मिनट तक तरल को रखने के अनुसार होना चाहिए, जिसे पंपों के प्रावधान के साथ रिसाइकिल किया जाएगा और इन पंपों में ऑटो-स्टार्ट या स्टॉप सुविधा के साथ आपातकालीन ड्राइव (स्टीम टर्बाइन या बिजली के वैकल्पिक स्रोत) का प्रावधान होगा।

(च) सील ड्रम

- (i) सील ड्रम का क्रॉस सेक्शनल क्षेत्र इनलेट पाइप क्रॉस सेक्शनल क्षेत्र के

- कम से कम 4 गुना के बराबर होगा और इसे 3.5 कि.ग्रा./ सें. एम.²ग्राम के न्यूनतम दबाव के लिए डिजाइन किया जाएगा। इनलेट पाइप को जल स्तर से कम से कम 0.3 मीटर नीचे लंबवत रूप से नीचे गिराना चाहिए ताकि गर्म वाष्प के ठंडा होने पर बनने वाले वैक्यूम के कारण प्रणाली में हवा के प्रवेश से बचा जा सके।
- (ii) हेडर में अधिकतम स्वीकार्य बैक प्रेशर सील के नीचे इनलेट पाइप की अधिकतम जलमग्नता तय करेगा। 100 एम. एम. की न्यूनतम सील की सिफारिश की जाती है। एक मानक डिजाइन प्रथा के रूप में, सील की अधिकतम ऊंचाई 300 एम. एम. से अधिक नहीं होगी।
 - (iii) सील ड्रम में पानी लगातार डाला जाएगा और एक लिक्विड सील लेग के माध्यम से अतिप्रवाह स्वचालित होगा। कम से कम, लेग की ऊंचाई अधिकतम अपेक्षित ऑपरेटिंग दबाव (डिजाइन दबाव नहीं) के 1.75 गुना के बराबर होगी। ड्रम से जल आउटलेट लाइन का वर्टिकल डाउन फ्लो खंड 0.12 मीटर/सेकेंड के अधिकतम वेग के लिए आकार दिया गया है ताकि प्रवेश करने वाली गैसों को अलग किया जा सके। सील लूप का आकार 6.0 एम³/घंटा के सामान्य जल प्रवाह के लिए होना चाहिए। नॉक-आउट ड्रम, सील ड्रम और फ्लेयर स्टैक को जोड़ने वाली सभी लाइनें पॉकेट से मुक्त होंगी। सील लेग को 1½" साइफन ब्रेकर प्रदान किया जाएगा। वाटर सील ड्रम में जमा होने वाले किसी भी तेल को निकालने का प्रावधान किया जाएगा।

2.2.5 वाष्प टर्बाइन:

(क) लूब्रिकेशन प्रणाली:

हार्ड कोस्ट डाउन अवधि वाली स्टीम टर्बाइनों के सुरक्षित कोस्ट-डाउन के लिए रनडाउन टैंक उपलब्ध कराए जाने चाहिए। रन-डाउन टैंकों के अभाव में आपातकालीन बिजली प्रदान की जाएगी।

(ख) वाष्प शुद्धता:

वाष्प शुद्धता प्रक्रिया की आवश्यकता और डिजाइन मापदंड के अनुसार होगी।

(ग) प्रक्रिया नियंत्रण और सुरक्षा प्रणाली:

- (i) टर्बाइन के पास एक मैनुअल ट्रिप उपकरण या बटन प्रदान किया जाएगा।
- (ii) निष्कर्षण टर्बाइनों पर, निष्कर्षण लाइनें एक नॉन-रिटर्न वाल्व (संयुक्त चेक

या ट्रिप वाल्व) के साथ प्रदान की जाएंगी।

2.2.6 गैस टर्बाइन:

(क) इनलेट और निकास स्थितियाँ:

- (i) परिवेशी वायु की स्थिति के आधार पर गैस टर्बाइन को उपयुक्त वायु निधारण प्रणाली प्रदान की जाएगी; और
- (ii) लागू मानक या सांविधिक आवश्यकता के अनुसार ध्वनि को सीमित करने के लिए उपयुक्त साइलेंसर के साथ फ्लू गैस निकास प्रणाली डक्टिंग प्रदान की जाएगी।

(ख) ईंधन प्रणाली:

- (i) जब टर्बाइन गैसीय ईंधन पर चल रहा हो तो दोहरी ईंधन फायरिंग क्षमता वाली सुविधाओं में तरल ईंधन लाइनों को लगातार साफ करने का प्रावधान होगा।
- (ii) दोनों ईंधन प्रणालियों अर्थात् तरल ईंधन या ईंधन गैस में सर्किट में ईंधन शटऑफ वाल्व का अलग प्रावधान होगा। यह शटऑफ वाल्व किसी भी शटडाउन या ट्रिप की स्थिति में टर्बाइन को ईंधन की आपूर्ति को पूरी तरह से रोक देगा। वाल्व केवल तभी खोला जाएगा जब सभी फायरिंग अनुशंसाएं प्राप्त कर ली जाएंगी; और
- (iii) डाउनस्ट्रीम एचआरएसजी और सहायक बॉयलर कॉइल, स्टैक और उसी प्रकार के अन्य डिवाइस के धातु विज्ञान को डिजाइन करने के लिए ईंधन तेल में कुल सल्फर सामग्री पर विचार किया जाएगा।

(ग) लूब्रिकेशन प्रणाली:

विद्युत आपूर्ति के पृथक आपातकालीन स्रोत सहित लूब्रिकेटिंग को सुरक्षित रूप से ठंडा करने के लिए उपलब्ध कराया जाएगा।

(घ) शोर और पर्यावरण नियंत्रण:

- (i) शोर और परिवेशी तापमान के संबंध में लागू सांविधिक आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए उपयुक्त ध्वनिक अहाते प्रदान किए जाएंगे।
- (ii) अहातों में एक्सेस दरवाजों में अंदर से भी खोलने का प्रावधान होगा।
- (iii) प्रवेश द्वारों को इस तरह से डिजाइन किया जाना चाहिए ताकि दुर्घटना को रोका जा सके बंद।
- (iv) तेल या ईंधन वाष्प को बाहर निकालने के लिए निकास प्रणाली को

- अहाते में प्रदान किया जाएगा।
- (v) गैस टर्बाइन से निकास पर्यावरण के लिए लागू सांविधिक उत्सर्जन मानदंडों को पूरा करेगा।

(ड.) प्रक्रिया नियंत्रण और सुरक्षा प्रणाली:

- (i) गति नियंत्रण और ओवर स्पीड ट्रिप के लिए अलग पिक-अप प्रदान किया जाएगा। गति नियंत्रण के लिए ट्रिपल रिडंडेंसी और ओवर स्पीड के लिए रिडंडेंसी पर विचार किया जाना चाहिए।
- (ii) टर्बाइन नियंत्रण प्रणाली से अलग ओवर स्पीड प्रणाली प्रदान की जाएगी। यह ग ओवर स्पीड सुरक्षा प्रणाली यांत्रिक, हाइड्रोलिक, इलेक्ट्रॉनिक या संयुक्त होगी।
- (iii) टर्बाइन के पास एक मैनुअल ट्रिप डिवाइस या बटन प्रदान किया जाएगा।

(च) पंखे को किसी भी बाहरी वस्तु से बचाने के लिए फोर्सड ड्राफ्ट फैन को सक्शन स्क्रीन प्रदान की जाएगी। पर्यावरण के अनुसार स्क्रीन सामग्री संक्षारण प्रतिरोधी सामग्री निम्न प्रकार से होगी।

- (i) पंखे और ब्लोअर के खोल गर्म द्रव सर्विस के लिए उपयुक्त रूप से पृथक या पंक्तिबद्ध होंगे।
- (ii) गर्म गैसों को संभालने वाले पंखे और ब्लोअर में शाफ्ट सील और बेयरिंग हाउसिंग के बीच एक डिफ्लेक्टर प्लेट प्रदान की जाएगी ताकि बियरिंग हाउसिंग पर गर्म गैसों के टकराव को रोका जा सके। एफडी फैन सक्शन प्वाइंट का स्थान सुरक्षित क्षेत्र में होना चाहिए।

2.2.7 एजिटेटर और मिक्सर:

- (क) हाइड्रोकार्बन सर्विस में स्थापित शॉफ्ट सील तथा कम चिकनाई वाले तरल पदार्थ और गैसीय अनुप्रयोगों के लिए, दबाव वाले बाहरी तरल पदार्थ के साथ दोहरी यांत्रिक सील प्रदान की जाएगी।
- (ख) उपकरण और सीलिंग प्रणाली को न्यूनतम और अधिकतम निर्दिष्ट दबावों, तापमान और अन्य मापदंडों, जैसे तरल स्तर, विशिष्ट गुरुत्व और चिपचिपाहट के लिए डिज़ाइन किया जाएगा।

2.3 फायर्ड हीटर प्रणाली:

- 2.3.1 फायर्ड हीटर प्रणाली के साथ सामान्य व्यवस्था ड्राइंग, डेटाशीट, हीटर के लिए पीएंडआईडी और संबंधित सहायक उपकरण जैसे बर्नर, एयर प्रीहीटर, डिजाइनर या संबंधित ओईएम द्वारा प्रदान किए गए पंखे, और हीटर स्टार्टअप और ऑपरेशन नियमावली के अनुरूप होना चाहिए।

- 2.3.2 हीटर ट्यूब कॉइल में प्रोसेस तरल पदार्थ और डिजाइन ट्यूब धातु के तापमान के लिए उपयुक्त होंगे। ट्यूब की मोटाई प्रासंगिक दबाव डिजाइन कोड के अनुसार होगी (एपीआई530 के अनुसार फायरबॉक्स के भीतर हाइड्रोकार्बन कॉइल के लिए, एसएमई बी31.3 के अनुसार फायरबॉक्स के बाहर स्थित हाइड्रोकार्बन मैनिफोल्ड के लिए, एसएमई सेक्शन 1 और आईबीआर के अनुसार फायरबॉक्स के भीतर वाष्प उत्पादन कॉइल के लिए, एसएमई बी31.1 और आईबीआर के अनुसार फायरबॉक्स के बाहर कई गुना वाष्प उत्पादन के लिए)। केवल निर्बाध ट्यूब या फिटिंग की अनुमति है। सभी जोड़ों की 100% रेडियोग्राफी की जाएगी। जब तक कॉइल फायरबॉक्स के भीतर है तब तक हीटर कॉइल में ब्रांचिंग की अनुमति नहीं है।
- 2.3.3 हीटर कॉइल में वेल्ड को कम किया जाना चाहिए। थ्रेडेड कनेक्शन की अनुमति नहीं है। कॉइल विस्तार और ट्यूब समर्थन विस्तार के लिए पर्याप्त प्रावधान प्रदान किए जाएंगे।
- 2.3.4 कॉइल असेंबली या सपोर्टिंग बाहरी पाइपिंग के लोड या संचलन के लिए उपयुक्त होना चाहिए।
- 2.3.5 कॉइल और ट्यूब सपोर्ट की पर्याप्त दृश्यता सुनिश्चित करने और असामान्य स्थितियों का पता लगाने के लिए हीटर रेडिएंट सेक्शन में पर्याप्त संख्या में दृष्टि द्वार प्रदान किए जाने चाहिए।
- 2.3.6 हीटर संरचना प्रासंगिक संरचना डिजाइन संबंधित कोड जैसे आईएस800 या आईएस1893 के अनुसार होगा। हीटर के लिए स्टील स्टैक प्रासंगिक स्टैक डिजाइन कोड आईएस6533 के अनुसार होगा।
- 2.3.7 फाउंडेशन, बेस प्लेट और एंकर बोल्ट संबंधित आईएस कोड के अनुरूप होंगे।
- 2.3.8 हीटर प्रणाली को सुरक्षित और अपेक्षित कार्य करने के लिए एक उपयुक्त उपकरण और नियंत्रण प्रणाली प्रदान की जाएगी। अलार्म और ट्रिप के लिए उपयुक्त सुरक्षा इंटरलॉक प्रदान किए जाएंगे ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि हीटर दबाव में न आए, दहन नियंत्रित हो, कोई अधजला ईंधन या विस्फोटक मिश्रण न बने, कॉइल चोक या थ्रॉटल प्रवाह की स्थिति में काम न करे, कॉइल तापमान या दबाव डिजाइन सीमा के भीतर रहता है, और ऐसी असामान्य स्थिति का पता चलते ही ईंधन और हीटर बंद हो जाता है।
- 2.3.9 आपातकाल के लिए एक फील्ड शटडाउन बटन प्रदान किया जाएगा जो ईंधन को काट देगा, और स्टैक डैम्पर को खोल देगा।
- 2.3.10 इष्टतम दहन सुनिश्चित करने के लिए हीटर बॉडी एवं स्टैक और पर्याप्त निगरानी प्रणाली में उपयुक्त विश्लेषक स्थापित किए जाएंगे तथा प्रदूषण नियंत्रण और पर्यावरण प्राधिकार दिशानिर्देशों के अनुसार फ्लू गैस बहिःस्राव अनुमेय मापदंडों के भीतर होना चाहिए।

- 2.3.11 फायर्ड हीटर विस्फोटक दरवाज़ों के साथ प्रदान किए जाने चाहिए, जिसमें डिस्चार्ज एक सुरक्षित क्षेत्र में किया जाना चाहिए।
- 2.3.12 केसिंग या स्टीलवर्क को अत्यधिक तापमान से बचाने और ताप हानि को रोकने के लिए रिफ़्रेक्टरी लाइनिंग प्रदान की जाएगी। रिफ़्रेक्टरी लाइनिंग ईंधन फायरिंग के प्रकार के लिए उपयुक्त होगी। लाइनिंग का अधिकतम निरंतर उपयोग तापमान परिकलित डिज़ाइन तापमान से अधिक होना चाहिए। रिफ़्रेक्टरी लाइनिंग प्रणाली को प्रत्येक परत के लिए उपयुक्त एंकरिंग व्यवस्था प्रदान की जाएगी ताकि विचलन को रोका जा सके।
- 2.3.13 हीटर प्रणाली के सभी परिचालन और रखरखाव बिंदुओं और आपात स्थिति में बाहर निकलने के लिए पर्याप्त मंच और पहुंच प्रदान की जानी चाहिए।
- 2.3.14 बर्नर पायलटों के साथ प्रदान किए जाएंगे जो हीटर चालू होने पर हमेशा चालू रहेंगे। वैकल्पिक रूप से, एक विश्वसनीय बर्नर प्रबंधन प्रणाली द्वारा इसका ध्यान रखा जा सकता है।
- 2.3.15 पर्यावरण मूल्यांकन अध्ययन रिपोर्ट और संबंधित विनियामक मंजूरी के अनुरूप पर्याप्त मसौदा तैयार करने के लिए ढेर की ऊंचाई पर्याप्त होनी चाहिए और 50 मीटर के दायरे में अन्य ऑपरेटिंग प्लेटफॉर्म से पर्याप्त रूप से अधिक होनी चाहिए।
- 2.3.16 एसएमई या अन्य स्वीकृत मानक दिशानिर्देशों के अनुसार फायरबॉक्स के अंदर कॉइल के लिए कंपन विश्लेषण किया जाना चाहिए।

2.4 बॉयलर प्रणाली

- 2.4.1 बॉयलर प्रणाली डेटाशीट या डिज़ाइन आधार या पीएंडआईडी तथा संबद्ध और सहायक उपकरण जैसे बर्नर, एयर प्रीहीटर, पंखे, डोजिंग प्रणाली, ब्लो डाउन प्रणाली, बॉयलर फीड वॉटर प्रणाली, एसडब्ल्यूएस सहित सांविधिक आवश्यकताओं के अनुरूप होनी चाहिए।
- 2.4.2 बॉयलर को भारतीय बॉयलर विनियम (आईबीआर) के अनुसार डिजाइन, निर्माण, आपूर्ति, स्थापित, निरीक्षण, कमीशन, प्रमाणित और संचालित किया जाएगा।
- 2.4.3 बॉयलर संरचना प्रासंगिक संरचना डिजाइन से संबंधित कोड जैसे आईएस800, या आईएस1893 का अनुपालन करेगी।
- 2.4.4 बॉयलर के लिए स्टील स्टैक संबंधित स्टैक डिजाइन कोड आईएस6533 के अनुरूप होंगे।
- 2.4.5 फाउंडेशन, बेस प्लेट और एंकर बोल्ट संबंधित आईएस कोड के अनुरूप होंगे।
- 2.4.6 बॉयलर प्रणाली में सभी ताप हस्तांतरण क्षेत्र के लिए ट्यूब का उपयोग किया जाएगा।
- 2.4.7 ड्रम और हेडर नियमित फ्लू गैस पथ से दूर होने चाहिए।
- 2.4.8 बॉयलर दबाव भागों में शामिल कॉइल या ट्यूब में वेल्ड को कम से कम किया

- जाएगा। थर्मल विस्तार और ट्यूब समर्थन विस्तार के लिए प्रणाली को पर्याप्त रूप से कॉन्फ़िगर और व्यवस्थित किया जाएगा।
- 2.4.9 असेंबली हेडर सहित कॉइल्स या प्रेशर पार्ट्स या हेडर या उपकरणों सहित सब-असेंबली में पूर्ण निकासी का प्रावधान होगा।
- 2.4.10 ग्रीप गैस पथ में पॉकेट से बचा जाना चाहिए।
- 2.4.11 स्टीम ड्रम में मैनहोल डिशेड एंड पर स्थित होगा। अंदर की ओर खुलने वाले टाइप के दो मैनहोल प्रदान किए जाएंगे।
- 2.4.12 किसी शॉर्ट सर्किट से बचने के लिए केमिकल डोजिंग और ब्लो डाउन कनेक्शन ड्रम के विपरीत दिशा में होने चाहिए।
- 2.4.13 डिशेड और मैनहोल पर इंस्ट्रूमेंट कनेक्शन करने से बचना चाहिए।
- 2.4.14 रखरखाव और निरीक्षण के लिए ट्यूब बंडल या कॉइल हार्प्स के बीच प्रवेश द्वार प्रदान किया जाएगा।
- 2.4.15 फिन या बाहरी ताप हस्तांतरण सतह का उपयोग बॉयलर प्रणाली की ताप हस्तांतरण कॉइल में नहीं किया जाएगा जहां धूल रेत सल्फर सेवाएं प्रदान की जाती हैं।
- 2.4.16 निचले पॉइन्ट पर पर्याप्त जल निकासी और उच्च पॉइन्ट पर निकास प्रदान किया जाएगा।
- 2.4.17 लौ, ट्यूब बंडल और ट्यूब को सहारा देने की पर्याप्त दृश्यता सुनिश्चित करने और असामान्य स्थितियों का पता लगाने के लिए बॉयलर में महत्वपूर्ण स्थानों पर पर्याप्त संख्या में साइट डोर प्रदान किए जाएंगे।
- 2.4.18 बॉयलर प्रणाली में ऑपरेशन के दौरान उपयोग किए जाने वाले सभी प्रवेश और निरीक्षण दरवाजों में सीलिंग की व्यवस्था होगी।
- 2.4.19 बॉयलर प्रणाली को सुरक्षित और वांछित कार्य करने के लिए एक उपयुक्त उपकरण और नियंत्रण प्रणाली प्रदान की जानी चाहिए। यह सुनिश्चित करने के लिए कि बॉयलर सुरक्षित परिचालन स्थिति में रहे, अलार्म और ट्रिप के लिए उपयुक्त सुरक्षा इंटरलॉक प्रदान किए जाएंगे।
- 2.4.20 अधिकतम दहन सुनिश्चित करने के लिए बॉयलर बॉडी एवं स्टैक में उपयुक्त विश्लेषक और पर्याप्त निगरानी प्रणाली स्थापित की जाएगी तथा प्रदूषण नियंत्रण और पर्यावरण प्राधिकार दिशानिर्देशों के अनुसार फ़्लू गैस बहिःस्राव स्वीकार्य मापदंडों के भीतर होंगे।
- 2.4.21 बॉयलर प्रणाली के सभी परिचालन और रखरखाव बिंदुओं के लिए पर्याप्त मंच और पहुंच प्रदान की जाएगी।
- 2.4.22 जहां पहुंच, रखरखाव और परिचालन संचालन करना आवश्यक हो, वहां प्लेटफॉर्म की पर्याप्त चौड़ाई प्रदान की जाएगी।
- 2.4.23 पर्यावरण मूल्यांकन अध्ययन रिपोर्ट और संबंधित विनियामक मंजूरी के अनुरूप पर्याप्त मसौदा तैयार करने के लिए ढेर की ऊंचाई पर्याप्त होनी चाहिए और

आसपास के अन्य ऑपरेटिंग प्लेटफॉर्म से पर्याप्त रूप से अधिक होनी चाहिए।

2.5 उपकरण

- 2.5.1 सभी उपकरण कम से कम आईएस के अनुसार आईपी 65 या आईईसी 60529 तक मौसम के असर से बचने वाले होने चाहिए।
- 2.5.2 खतरनाक क्षेत्रों में उपयोग किए जाने वाले सभी इलेक्ट्रॉनिक उपकरण, जंक्शन बॉक्स, पैनल और विश्लेषक हाउस खतरनाक क्षेत्र वर्गीकरण के अनुसार आईएस 5571 के अनुरूप होंगे।
- 2.5.3 सभी कंट्रोल और ऑन-ऑफ वाल्व के पास आईएसओ-15848-1 और आईएसओ-15848-2 या किसी समकक्ष मानक के अनुसार फ्युजिटिव उत्सर्जन आवश्यकताओं के अनुपालन के लिए वैध प्रमाण-पत्र होना चाहिए।
- 2.5.4 आईबीआर लाइनों में सभी लाइन माउंटेड इंस्ट्रूमेंट्स भी आईबीआर प्रमाणित होंगे।
- 2.5.5 सभी उत्सर्जन विश्लेषक या सतत उत्सर्जन निगरानी प्रणाली (सीईएमएस) सीपीसीबी के दिशानिर्देशों के अनुसार सीपीसीबी से जुड़े होंगे।

अनुसूची-3

[विनियम 6 देखें]

3.0 परिसंपत्ति एकीकरण प्रबंधन प्रणाली (एआईएमएस)

- 3.1 परिसंपत्ति अखंडता प्रबंधन निरीक्षण, परीक्षण, निवारक रखरखाव और गुणवत्ता आश्वासन के माध्यम से प्रक्रिया उपकरणों की अखंडता और सुरक्षित संचालन सुनिश्चित करने के लिए संगठनों की प्रक्रिया सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली का एक महत्वपूर्ण घटक है।

3.2 परिचय

- 3.2.1 एआईएम कार्यक्रम उद्योग, विनियामक आवश्यकताओं के अतिरिक्त भूगोल और संयंत्र की संस्कृति के अनुसार भिन्न होते हैं। तथापि, कंपनी एआईएम कार्यक्रमों में निम्नलिखित न्यूनतम विशेषताओं को शामिल करेगी। और कंपनी परिसंपत्ति अखंडता कार्यक्रम को यह सुनिश्चित करना चाहिए कि परिसंपत्ति का इसके वांछित उपयोग के लिए उपयुक्त तरीके से डिज़ाइन, प्राप्त, निर्माण, स्थापना,

संचालन, निरीक्षण, परीक्षण और रखरखाव किया गया है और कंपनी परिसंपत्ति अखंडता कार्यक्रम में निम्नलिखित होना चाहिए,

- (क) परिभाषित मानदंडों के आधार पर कार्यक्रम में शामिल की जाने वाली परिसंपत्तियों को स्पष्ट रूप से नामित करें।
- (ख) संयंत्र के कर्मचारियों को नियोजित रखरखाव करने के लिए प्रोत्साहित करें और अनियोजित रखरखाव की आवश्यकता को कम करें।
- (ग) सहायक संयंत्र कर्मचारी जानते हैं कि उपकरण कब खराब हो गया है और वे नियंत्रण द्वारा यह सुनिश्चित करते हैं कि उपकरण की खराबी गंभीर घटनाओं का कारण न बने।
- (घ) दिशानिर्देशों, डिजाइन इंजीनियरिंग प्रथाओं, लागू कोडों, मानकों और विशिष्टताओं का पालन करें।
- (ङ) यह सुनिश्चित करने में सहायता करें कि एआईएम गतिविधियों को करने के लिए नियुक्त कर्मचारी सक्षम हैं और इन गतिविधियों के लिए उपयुक्त प्रक्रियाओं तक उनकी पहुंच है।
- (च) एआईएम गतिविधियों के सतत निष्पादन को सक्षम बनाने तथा अन्य प्रक्रिया सुरक्षा और जोखिम प्रबंधन तत्वों सहित अन्य उपयोगकर्ताओं को सटीक परिसंपत्ति जानकारी प्रदान करने के लिए सेवा दस्तावेज़ और अन्य रिकॉर्ड बनाए रखें।

3.3 प्रबंधन की जिम्मेदारी

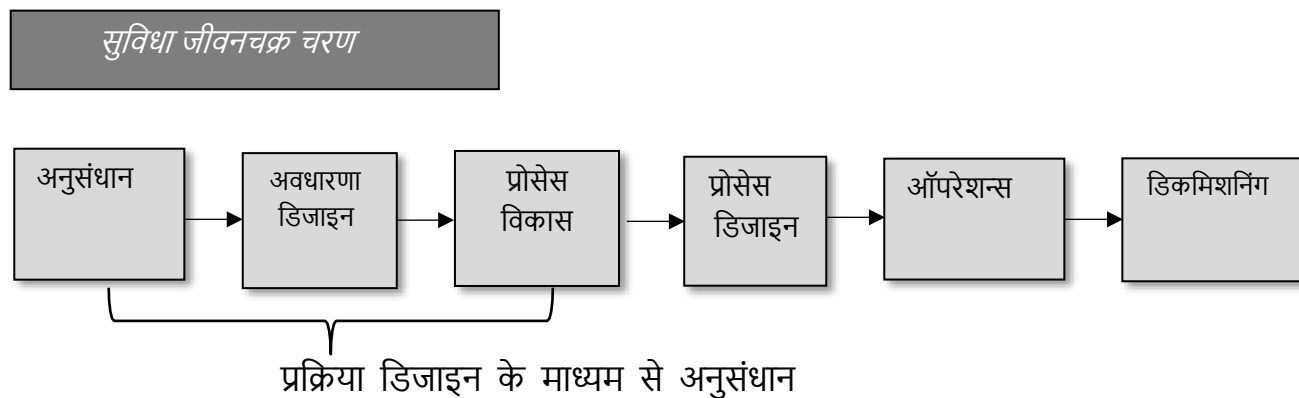
- 3.3.1 निरंतर कार्यान्वयन सुनिश्चित करने और एक सकारात्मक प्रक्रिया सुरक्षा संस्कृति स्थापित करने में मदद करने के लिए एआईएम को कॉर्पोरेट स्तर पर बेहतरीन ढंग से निर्देशित और नियंत्रित किया जाएगा, जबकि कार्य-निष्पादन संचालन सुविधा की जिम्मेदारी होनी चाहिए। एआईएम उत्कृष्ट कॉर्पोरेट केंद्र स्थापित करना अच्छा रहेगा। कॉर्पोरेट एआईएम केंद्र को कॉर्पोरेट एआईएम मानकों या प्रथाओं को स्थापित करना चाहिए और परिसंपत्तियों की सुरक्षा और विश्वसनीयता में लगातार सुधार करने के प्रयास करने चाहिए। कॉर्पोरेट एआईएम कार्यक्रम में भूमिकाएं और उत्तरदायित्व मैट्रिक्स शामिल होना चाहिए।

3.4 एआईएम जीवन चक्र

3.4.1 हालांकि परिसंपत्ति अखंडता के प्रबंधन से जुड़ी प्राथमिक गतिविधियां सुविधा के परिचालन चरण के दौरान होती हैं, एआईएम को प्रभावित करने वाले निर्णय शुरुआती डिजाइन चरणों में शुरू होने चाहिए और एआईएम को परिसंपत्ति को अंतिम रूप से हटाए जाने तक समाप्त नहीं किया जाना चाहिए। एआईएम से संबंधित गतिविधियां सुविधा के जीवन चक्र के विभिन्न चरणों के अनुरूप होनी चाहिए। निकाय परिसंपत्ति जीवनचक्र प्रबंधन में निम्नलिखित किया जाए,

- (क) परिसंपत्तियों द्वारा प्राप्त की जाने वाली आवश्यकताओं को परिभाषित करें।
- (ख) नई और संशोधित परिसंपत्तियों में डिजाइन और अखंडता का निर्माण करें।
- (ग) पूरे जीवनकाल में परिसंपत्तियों की अखंडता बनाए रखें; और
- (घ) ऑपरेशन के दौरान होने वाली कमियों और विफलताओं का पता लगाएं और उन्हें ठीक करें।

3.4.2 परिसंपत्ति अखंडता प्रबंधन जीवन चक्र चरणों में निम्नलिखित शामिल होना चाहिए,



3.4.3 प्रक्रिया विकास के माध्यम से अनुसंधान

(क) हालांकि परिसंपत्ति अखंडता का प्रबंधन किसी सुविधा के जीवन चक्र के परिचालन चरण पर

केंद्रित होता है, अतः निर्णय जीवन चक्र के शुरुआती चरणों में किए जाने चाहिए जिनका एआईएम कार्यक्रम पर गहरा प्रभाव पड़ेगा। विकल्प चुनने के लिए अनुसंधान, विकास और डिजाइन चरण में अवसरों का सबसे अच्छा उपयोग किया जाता है जो खतरनाक सामग्री और ऊर्जा की वर्तमान खपत और नियंत्रण की आवश्यकता को कम कर देगा। विकास संबंधी चरणों की प्रगति के साथ, एआईएम सिद्धांत और फिर तकनीकी विनिर्देश जो अखंडता का समाधान करते हैं (जैसे निर्माण की सामग्री और कोड चयन) को विस्तृत

इंजीनियरिंग की प्रगति से पहले स्थापित किया जाना चाहिए ;और

- (i) स्वाभाविक रूप से सुरक्षित डिजाइन। किसी सुविधा के जीवन चक्र के साथ-साथ बाद के चरणों में अंतर्निहित सुरक्षा समीक्षा की जानी चाहिए। इन शुरुआती चरणों में अंतर्निहित सुरक्षा से संबंधित प्राथमिक निर्णय प्रक्रिया सामग्री और रसायन शास्त्र के चयन से जुड़े हैं।
- (ii) एआईएम कार्यक्रम आवश्यकताओं की स्थापना। नई या अद्यतित सुविधा केंद्र की परिसंपत्तियों द्वारा प्राप्त की जाने वाली आवश्यकताओं को परिभाषित करने का सबसे अच्छा समय प्रक्रिया डिजाइन की शुरुआत से पहले है। इस पॉइन्ट पर गतिविधियों में संगठन के एआईएम सिद्धांत और शीर्ष-स्तरीय कार्यक्रम दस्तावेज बनाना शामिल है, इसके बाद तकनीकी विशिष्टताओं जैसे कि लागू कोड और मानकों और निर्माण की सामग्री का चयन किया जाना चाहिए। विस्तृत इंजीनियरिंग की शुरुआत से पहले एआईएम कार्यक्रम की आवश्यकताओं को स्थापित किया जाना चाहिए।

3.4.4 प्रोसेस डिजाइन

- (क) (i) प्रक्रिया डिजाइन के दौरान अंतर्निहित सुरक्षा समीक्षाएं निहित सुरक्षा सिद्धांतों पर विचार जारी रहना चाहिए। प्रक्रिया डिजाइन के दौरान अंतर्निहित सुरक्षा से संबंधित प्राथमिक निर्णय खतरनाक सामग्री सूची को कम करने, प्रक्रिया उपकरण को सरल बनाने और परिवेश स्थितियों के समीप संचालन करने के डिजाइन से जुड़े होते हैं। सुरक्षा के लिए महत्वपूर्ण उपकरण के रूप में पहचाने जाने वाले उपकरण शुरुआती आग या विस्फोट में अपना महत्वपूर्ण कार्य करने में सक्षम होंगे।
- (ii) डिजाइन में विश्वसनीयता - प्रक्रिया डिजाइन का सुविधा परिसंपत्ति की विश्वसनीयता पर गहरा प्रभाव पड़ सकता है। डिजाइन चरण एक प्राथमिक अवसर है जिसे किसी सुविधा द्वारा परिसंपत्तियों में विश्वसनीयता के लिए "निर्मित" किया जाता है। स्टार्टअप के बाद, प्रचालन चरण के दौरान, एआईएम इस मौलिक विश्वसनीय डिजाइन को संरक्षित करने पर केंद्रित होगा। सुविधा के एक बार चालू होने के बाद डिजाइन चरण में सुविधा संपत्तियों में भवन निर्माण विश्वसनीयता में सुधार के अलावा अतिरिक्त लाभ हो सकते हैं।
- (iii) डिजाइन में प्रक्रिया सुरक्षा : प्रक्रिया सुरक्षा से संबंधित कई डिजाइन घटकों को एआईएम कार्यक्रम के भीतर सुरक्षा-महत्वपूर्ण उपकरण के रूप में पहचाना और प्रबंधित किया जाएगा। उन पर न केवल किसी बड़ी घटना को रोकने या कम करने के लिए भरोसा किया जाएगा, बल्कि शुरुआती आग या विस्फोट से बचने और अपने महत्वपूर्ण कार्य करने के लिए भी भरोसा किया जाएगा।
- (iv) डिजाइन प्रलेखन: कंपनियां सटीक और पूर्ण डिजाइन दस्तावेज बनाएंगी और रखरखाव करेंगी। इस ज्ञान के आधार का उपयोग प्रक्रिया जोखिम

विश्लेषण करने, मानक संचालन और रखरखाव प्रक्रियाओं का विकास करने, सुविधाओं के उन्नयन और परिवर्तन के प्रबंधन के लिए, और आधारभूत परीक्षण डेटा उत्पन्न करने, निवारक रखरखाव करने तथा कमियों और विफलताओं को ठीक करने जैसी चल रही एआईएम गतिविधियों का समर्थन करने के लिए किया जाना चाहिए।

(ख) खरीद और निर्माण

- (i) इंजीनियरिंग, खरीद और निर्माण जीवन चक्र चरणों के दौरान एआईएम,
 - (I) सुनिश्चित करें कि सुरक्षित और विश्वसनीय संचालन सुविधा सुनिश्चित करने के लिए प्रक्रिया और उससे जुड़ी परिसंपत्ति ठीक से डिज़ाइन की गई है,
 - (II) सुविधा का निर्माण इस तरीके से करें जो स्टार्ट अप, संचालन और शट डाउन के दौरान परिसंपत्ति अखंडता के प्रबंधन के लिए डिज़ाइन विनिर्देशों के अनुरूप हो।

- (ii) कंपनी यह सुनिश्चित करेगी कि, उपकरण, नियंत्रण और सहायक सुविधाओं सहित, अंतिम रूप से निर्मित संयंत्र, उपयुक्त डिज़ाइन विनिर्देशों के पूरी तरह से अनुरूप हैं और क्या परिसंपत्ति की जानकारी को इस तरह से प्रलेखित किया गया है कि इसे चालू

एआईएम के लिए प्रभावी रूप से उपयोग किया जा सके। कंपनी निर्माता द्वारा प्रदान किए गए डिज़ाइन और निर्माण प्रलेखन को बनाए रखेगी। दस्तावेज़ बनाने में निम्नलिखित शामिल होना चाहिए:

- (I) उनके द्वारा आपूर्ति किए गए उपकरणों के आवधिक निरीक्षण, परीक्षण या रखरखाव के लिए निर्माता की सिफारिशें; और
- (II) उचित औचित्य के साथ डिज़ाइन, निर्माण, निरीक्षण और परीक्षण से संबंधित कोड, मानकों और विशिष्टताओं से सभी विचलन।

(ग) कमीशनिंग

- (i) किसी सुविधा केंद्र के जीवन चक्र के कमीशनिंग चरण में अंतिम तैयारी गतिविधियों को शामिल किया जाता है जिसमें ऑपरेटिंग सुविधा में परिवर्तन करने के लिए नवनिर्मित या संशोधित परिसंपत्ति शामिल होती

है। कमीशनिंग में न केवल भौतिक परिसंपत्ति (सहायक उपकरण और कार्यों सहित) बल्कि संचालन और रखरखाव कर्मियों और सुविधा प्रलेखन और लिखित प्रक्रियाएं भी शामिल होती हैं।

(ii) कमीशनिंग चरणों का एक नियोजित, सुविचारित अनुक्रम है जिसमें कुछ "धारण पॉइंट " हो सकते हैं ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि सब कुछ तैयार है, प्रलेखित है, वांछित डिज़ाइन के अनुरूप है, और प्रक्रिया में आगे बढ़ने से पहले ठीक से काम कर रहा है (जैसे कि साधन सुरक्षा प्रणालियों की कार्यक्षमता), कमीशनिंग प्रक्रिया में परियोजना के प्रत्येक परिचालन घटकों की जांच, निरीक्षण और परीक्षण करने के लिए इंजीनियरिंग तकनीकों और प्रक्रियाओं के एक सेट का एकीकृत अनुप्रयोग शामिल है। परिसंपत्ति या परिसंपत्ति के समूह से संबंधित सभी नियोजित कमीशनिंग चरणों को पूरा करने के लिए कंपनी स्टार्ट-अप से पहले सुरक्षा समीक्षा (पीएसएसआर) के लिए जांच-सूची विकसित करेगी।

(iii) *परिचालन तैयारी समीक्षा*: किसी प्रक्रिया में खतरनाक सामग्रियों को शामिल करने से पहले अखंडता के मुद्दों की पहचान करने के अंतिम अवसरों में से एक परिचालन तैयारी समीक्षा के दौरान होता है, जिसे प्री-स्टार्टअप सुरक्षा समीक्षा (पीएसएसआर) के रूप में भी जाना जाता है।

(घ) स्थापित दिशानिर्देशों का चयन करना और उन्हें लागू करना, प्रत्येक चरण में इंजीनियरिंग प्रथाओं को डिज़ाइन करना:

सभी मरम्मत और परिवर्तन उपकरण की अखंडता को बनाए रखेंगे और मूल उपकरण विनिर्देश का पालन करेंगे। ऐसे परिवर्तन, जो मूल विनिर्देश को संरक्षित नहीं करते हैं, को एमओसी प्रक्रियाओं के तहत अनुमोदित किया जाएगा।।

(ड.) परिसंपत्ति निष्पादन प्रबंधन:

(i) परिसंपत्ति निष्पादन प्रबंधन के लिए कंपनी को कार्यक्रम विकसित करना चाहिए। कार्यक्रम में चार चरण शामिल होने चाहिए जो निर्माण में परिसंपत्ति के पूरे जीवन चक्र को परिभाषित करते हैं। चार चरणों में विकास चरण, प्रबंधन चरण, निष्पादन चरण और किसी परिसंपत्ति का मूल्यांकन चरण शामिल होना चाहिए। इन चरणों का कार्यान्वयन एक सतत सुधार लूप बनाता है, जिसके परिणामस्वरूप यह सुनिश्चित होता है कि सर्वोत्कृष्ट कार्यनीतियाँ

हमेशा मौजूद हैं।

- (ii) विकास चरण: इस चरण में, परिसंपत्ति कार्यनीतियों को जोखिम कम करने पर जोर देने के साथ परिभाषित किया गया है। परिसंपत्ति कैसे विफल होती है, विफलताओं का जोखिम एवं प्रभाव और इन विफलताओं को कम करने के लिए परिसंपत्ति पर क्या किया जाना है, पर ध्यान केंद्रित किया जाता है। विशिष्ट कार्यप्रणाली उद्योग मानकों पर आधारित होती है जिसमें विश्वसनीयता आधारित अनुरक्षण (आरसीएम), विफलता मोड एवं प्रभाव विश्लेषण (एफएमईए), जोखिम आधारित निरीक्षण (आरबीआई), सुरक्षा उपकरण प्रणाली जीवन चक्र प्रबंधन (एसएलसीएम), आईओटी, एआई, एमएल और कार्यनीति विश्लेषण शामिल हैं।।
- (iii) प्रबंधन चरण: इस चरण में विकास चरण के आउटपुट का उपयोग परिसंपत्ति वर्ग की बड़ी आबादी पर लागू होने वाली सर्वोत्तम प्रथाओं को विकसित करने के साथ-साथ समय के साथ सर्वोत्तम प्रथाओं को अद्यतन करने और संशोधन का प्रबंधन करने के लिए किया जाता है। प्रबंधन चरण में एक या कई कार्यनीति निष्पादन प्रणालियां जैसे स्थिति निगरानी (सीएम), स्थिति

आकलन, प्रक्रिया इतिहास और इंजीनियरिंग प्रणाली (पुनः डिजाइन अनुशंसाओं के लिए) के भीतर परिसंपत्ति कार्यनीति को लागू करने के लिए महत्वपूर्ण कार्य शामिल हैं।

- (iv) निष्पादन चरण: इस चरण में, किसी परिसंपत्ति के व्यावसायिक लाभ के लिए कार्यान्वयन रणनीतियाँ बनाई जाती हैं। रणनीतियों में समय के साथ-साथ परिसंपत्ति पर की जाने वाली स्थिति आधारित गतिविधियाँ शामिल होनी चाहिए। इस चरण को भावी संदर्भों के लिए घटना की रिकॉर्डिंग में परिणामी गतिविधियों के प्रलेखन को भी दर्ज करना चाहिए।
- (v) मूल्यांकन चरण: कंपनी को समय के साथ परिसंपत्ति के निष्पादन और रणनीतियों के मूल्यांकन के लिए प्रक्रिया को लागू करना चाहिए। मूल्यांकन के परिणामों को विकसित करने और चरणों का प्रबंधन करने के लिए प्रतिक्रिया और सिफारिशों के रूप में कार्य करना चाहिए ताकि निरंतर सुधार के माध्यम से सर्वोत्तम रणनीतियां बनाई जा सकें।

3.4.5 रखरखाव:

- (क) किसी सुविधा के जीवन चक्र के परिचालन चरण के दौरान परिसंपत्ति अखंडता के प्रबंधन में निम्नलिखित पहलू शामिल होंगे:
 - (i) यांत्रिक अखंडता कार्यक्रम को प्रक्रिया उपकरण की निरंतर अखंडता सुनिश्चित करनी चाहिए। उपयुक्त कार्य प्रक्रियाओं, विधियों और

तकनीकों का उपयोग किया जाना चाहिए, जो इस उद्देश्य के लिए और कोड और प्रथाओं के अनुरूप सबसे उपयुक्त मानी जाती हैं। यांत्रिक अखंडता कार्यक्रम के घटकों में निम्नलिखित शामिल होना चाहिए:

- (I) उपकरण और यंत्रों की पहचान एवं वर्गीकरण, निरीक्षण एवं परीक्षण, निरीक्षण कर्मियों का प्रशिक्षण, परीक्षण एवं निरीक्षण आवृत्तियों, रखरखाव प्रक्रियाओं का विकास, परीक्षण के परिणामों की स्वीकृति के लिए मानदंड की स्थापना, परीक्षण एवं रखरखाव के परिणामों का प्रलेखन, और निर्माता की सिफारिशों का प्रलेखन।
- (II) प्रोसेस उपकरण डिजाइन से संबंधित सूचना को प्रलेखित किया जाना चाहिए ताकि अच्छी इंजीनियरिंग प्रथाओं को स्थापित करने के लिए कोड और मानकों की पहचान की जा सके।
- (III) प्रलेखित प्रणाली द्वारा यह पुष्टि की जाएगी कि उपकरण मान्यता-प्राप्त और आम तौर पर स्वीकृत अच्छी इंजीनियरिंग प्रथाओं का अनुपालन करता है ;और
- (IV) कोड, मानकों या प्रथाओं के अनुसार डिज़ाइन और निर्मित उपकरण जो अब सामान्य उपयोग में नहीं हैं, यह निर्धारित और प्रलेखित किया जाना चाहिए कि उपकरण सुरक्षित तरीके से डिज़ाइन, रखरखाव, निरीक्षण, परीक्षण और संचालन कर रहा है।

(ख) रखरखाव प्रक्रियाएं:

- (i) रखरखाव कार्यक्रमों और अनुसूचियों की समीक्षा की जानी चाहिए और यह देखने के लिए विश्लेषण किया जाना चाहिए कि क्या ऐसे क्षेत्र हैं जहां ब्रेक डाउन रखरखाव का उपयोग चल रहे यांत्रिक अखंडता कार्यक्रम के बजाय मुख्य रूप से निवारक और भावी रखरखाव के लिए किया जाता है।
- (ii) रखरखाव प्रक्रिया को रखरखाव के संगठन (वर्क परमिट और गैर-नियमित काम की प्रणाली) के संबंध में सुरक्षा पहलुओं का समाधान करना चाहिए, यह निर्धारित करना चाहिए कि निष्पादन ऑनलाइन या ऑफलाइन होना चाहिए, नियमों का पालन किया जाना चाहिए, संचालन के साथ सामंजस्य स्थापित करना, घटना की रिपोर्टिंग प्रणाली, रखरखाव विश्लेषण, इसे स्वयं करें या ठेके द्वारा करें।
- (iii) विशिष्ट रखरखाव गतिविधियों के लिए व्यक्तिगत सुरक्षा उपकरणों का उपयोग निर्धारित किया जाना चाहिए।
- (iv) कार्य, भूमिका और जिम्मेदारियों को परिभाषित किया जाना चाहिए।

- (v) मशीन और उपकरणों के रुझान संबंधी विश्लेषण के रिकार्डों को ध्यान में रखा जाना चाहिए।
 - (vi) सभी रखरखाव प्रक्रियाओं को विधिवत अधिकृत किया जाना चाहिए।
- (ग) निरीक्षण और परीक्षण के परिणाम:
- (i) प्रक्रिया उपकरण पर किए गए प्रत्येक निरीक्षण और परीक्षण को प्रलेखित किया जाएगा।
 - (ii) यांत्रिक अखंडता या रखरखाव कार्यक्रम में शामिल करने के लिए प्रक्रिया उपकरण, घटकों, उपकरणों की सूची बनाई जानी चाहिए।
 - (iii) प्रलेखन में निरीक्षण या परीक्षण की तिथि, निरीक्षण और परीक्षण करने वाले व्यक्ति का नाम, उपकरण की क्रम संख्या या अन्य पहचानकर्ता जिस पर निरीक्षण और परीक्षण किया गया था, निरीक्षण का विवरण या किए गए परीक्षण और निरीक्षण या परीक्षण के परिणाम शामिल किया जाना चाहिए।
 - (iv) प्रत्येक सुविधा में लिखित निरीक्षण और परीक्षण कार्यक्रम होगा। निरीक्षण में रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों की स्थापना के दौरान, स्थापना से पूर्व, स्थापना के साथ-साथ नियमित संचालन शामिल होगा।
 - (v) उपकरण और पाइपिंग प्रणाली के स्थापना-पूर्व निरीक्षण में सभी संबंधित रिकार्डों की जांच शामिल होगी ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि निर्माण और उत्पादन के दौरान सभी परीक्षण और जांच प्रासंगिक कोड या कंपनी प्रथाओं के अनुसार की गई हैं।
 - (vi) निरीक्षण में वेसल, कॉलम, हीटर, हीट एक्सचेंजर्स, बॉयलर, भंडारण टैंक, रिलीफ वाल्व, पाइपिंग, पंप, कंप्रेसर, टर्बाइन, नियमित इन-सर्विस बाहरी और सेवा से बाहर व्यापक निरीक्षण के माध्यम से ड्राइव सहित स्थिर और रोटरी उपकरण की अखंडता शामिल होगी।
 - (vii) बाहरी सेवाकालीन निरीक्षण में अल्ट्रासोनिक, रेडियोग्राफिक और थर्मोग्राफिक जैसे उपकरण सहायता-प्राप्त गैर-विनाशकारी परीक्षण सहित दृश्य निरीक्षण शामिल होगा।
 - (viii) आउट ऑफ सर्विस निरीक्षण उपकरण की अखंडता, आंतरिक स्थिति का आकलन करने और शेष जीवन का अनुमान लगाने के लिए मोटाई के माप के माध्यम से गिरावट दर निर्धारित करने के लिए किया जाएगा।
 - (ix) निरीक्षण रणनीति या कार्यक्रम को मौजूदा या अपेक्षित आंतरिक सर्विस या पर्यावरण स्थितियों के कारण नुकसान की संभावना और परिणाम के आधार पर तैयार किया जाएगा। निरीक्षण में अपेक्षित मानकों,

ओईएम, प्रोसेस लाइसेंसर और गुणवत्ता अपेक्षाओं को पूरा करने के लिए अनुसूचियों की तैयारी और कार्यान्वयन शामिल होगा। निरीक्षण आवृत्ति संक्षारण दर गणना और सांविधिक आवश्यकताओं के अनुपालन के आधार पर तय की जाएगी। ऑपरेटर को जोखिम-प्राथमिकता वाले निरीक्षण के माध्यम से सुरक्षित और विश्वसनीय संचालन पर जोर देने के लिए दबाव-युक्त उपकरणों के लिए जोखिम-आधारित निरीक्षण (आरबीआई) कार्यक्रम का विकास, कार्यान्वयन और रखरखाव करना चाहिए।

- (x) निरीक्षण नियमित निगरानी और निवारक रखरखाव के माध्यम से घूमने वाले उपकरण की अखंडता को कवर करेगा। आवधिक ओवरहालिंग ओईएम द्वारा विनिर्दिष्ट अनुसार की जाएगी।
- (xi) निरीक्षण करने वाले अधिकृत व्यक्ति योग्य और अनुभवी होंगे। योग्यता और अनुभव तय करने के लिए अपेक्षित मानदंड इकाई द्वारा तय किए जाएंगे।
- (xii) सभी उपकरण और सहायक उपकरण, सिस्टम-उन्मुख आइटम जैसे पैकेज पीएलसी (जैसा लागू हो), विश्लेषक, मशीन निगरानी प्रणाली, स्थानीय नियंत्रण पैनल, विशेष उपकरण आइटम निरीक्षण परीक्षण योजना, मानक विनिर्देशों, कार्य विनिर्देशों के अनुसार कारखाना परीक्षण और निरीक्षण से गुजरेंगे। महत्वपूर्ण वस्तुओं की फैक्टरी स्वीकृति परीक्षण को मालिक या मालिकों के अधिकृत प्रतिनिधियों द्वारा अपने विवेक से देखा जाएगा।
- (xiii) स्थापना से पहले सभी इंस्ट्रूमेंट अंशांकन को सत्यापित किया जाना है।
- (xiv) कमीशनिंग से पहले लूप परीक्षण और संभारतंत्र कार्यात्मक परीक्षण किया जाएगा।
- (xv) अंशांकन सत्यापन या संभारतंत्र कार्यात्मक परीक्षण शट डाउन के दौरान और फिर से शुरू करने से पहले टर्नअराउंड किया जाएगा।
- (xvi) निरीक्षण में सामग्री के खराब होने के संभावित स्थानों की पहचान और क्षरण तंत्र की पहचान करने के लिए उपयुक्त निरीक्षण तकनीक को अपनाना शामिल होगा।
- (xvii) निरीक्षण में सतत सेवा के लिए फिटनेस हेतु उपकरण और पाइपिंग की वर्तमान भौतिक स्थिति का मूल्यांकन शामिल होगा।
- (xviii) डिजाइन कोड या मानकों के अनुरूप सतत सेवा के लिए फिटनेस का निर्धारण करने के लिए मोटाई में कमी, क्षति अथवा उसी प्रकार के अन्य नुकसान या कमियों का पता लगाया जाएगा। यदि उपकरण और पाइप घटक न्यूनतम आवश्यकताओं को पूरा करने में विफल रहते हैं, तो उन्हें डिजाइन कोड के अनुरूप बदला जाएगा या मरम्मत की जाएगी, जो वैकल्पिक रूप से सेवा मूल्यांकन हेतु उन्नत फिटनेस स्वीकृति के लिए किया जा सकता है।

- (xix) सभी मरम्मत और परिवर्तन कार्य अधिकृत और अनुमोदित होंगे।
- (xx) क्रीप रेंज में काम करने वाले उपकरणों की सूक्ष्म संरचना जांच और शेष जीवन मूल्यांकन

(आरएलए) किया जाएगा क्योंकि वे उच्च तापमान जोखिम के कारण धातु के अवक्रमण के अधीन हैं।

- (xxi) निरीक्षण रिकॉर्ड और उपकरण इतिहास के चरणवार निरीक्षण और प्रलेखन का निष्पादन किया जाएगा।
- (xxii) निरीक्षण कार्यक्रम को संक्षारण नियंत्रण प्रणालियों, जहां लागू हो, की प्रभावशीलता का मूल्यांकन करना चाहिए।
- (xxiii) निरीक्षण में यह शामिल होगा कि सभी नए उपकरण और पाइपिंग प्रणाली डिजाइन के अनुसार स्थापित किए गए हैं, और किसी भी विचलन को प्रलेखित और अनुमोदित किया गया है।
- (xxiv) सभी दस्तावेज जैसे निर्मित ड्राइंग, निर्माता निरीक्षण और संबंधित विक्रेताओं के परीक्षण प्रमाण-पत्र उचित रूप से बनाए रखे जाएंगे और उनका पालन किया जाएगा।
- (xxv) निरीक्षण कार्यक्रम में अनुमोदित तकनीकी विनिर्देश आवश्यकताओं के अनुरूप गुणवत्ता आश्वासन योजना और स्वीकृति मानदंड की समीक्षा शामिल होगी।
- (xxvi) निरीक्षण में विद्युत प्रणालियों को शामिल किया जाएगा, इसकी अखंडता, अर्थिंग प्रतिरोध, बांडिंग, केबल संयुक्त अखंडता, कैथोडिक सुरक्षा प्रणालियों और इसी प्रकार की अन्य प्रणालियों की विश्वसनीयता की जांच की जाएगी।
- (xxvii) निरीक्षण में डिजाइन में प्रदान किए गए विभिन्न सुरक्षा इंटरलॉक, आपातकालीन शटडाउन (ईएसडी) का सत्यापन शामिल होगा।
- (xxviii) निरीक्षण में यह शामिल होगा कि सभी ईएसडी उपकरण प्रणाली आउटपुट, हाइड्रोलिक पावर या इंस्ट्रूमेंट एयर के नुकसान पर अपनी सुरक्षित स्थिति में चले जाते हैं। सभी आपातकालीन शटडाउन वाल्व (ईएसडीवी) और एक्चुएटर विस्फोट के बाद या आग लगने की स्थिति में डिजाइन के अनुसार अपने वांछित कार्य को करने के लिए पर्याप्त समय अवधि के लिए कार्यात्मक बने रहेंगे।
- (xxix) निरीक्षण में गैस का पता लगाने, अग्नि सुरक्षा और अग्निशमन प्रणाली और संबद्ध उपकरणों की अखंडता और प्रभावकारिता शामिल होगी।
- (xxx) निरीक्षण आपातकालीन स्थितियों के दौरान इसकी प्रभावशीलता के लिए आपातकालीन संचार प्रणाली को कवर करेगा।
- (xxxi) संरचना की सामान्य स्थितियों, संकटों की पहचान करने और बाद में निवारक मरम्मत उपायों या संरचना की अखंडता, स्थिरता और

स्थापित्व सुनिश्चित करने के लिए पुनर्वास के मूल्यांकन के लिए आरसीसी तकनीकी संरचनाओं, भवनों और इस्पात संरचनाओं जैसे ढांचों का निरीक्षण पूर्वनिर्धारित अंतराल पर किया जाएगा। निरीक्षण के तरीकों में दृश्य निरीक्षण शामिल होना चाहिए, जैसे एनडीटी जैसे कंक्रीट की ताकत का आकलन करने के लिए रिबाउंड हैमर परीक्षण, कंक्रीट की अखंडता का आकलन करने के लिए यूएसपीवी, कंक्रीट में कार्बोनेशन की गहराई का आकलन करने के लिए कार्बोनेशन परीक्षण, कवर कंक्रीट की मोटाई का आकलन करने के लिए कवर मीटर परीक्षण, आधा सेल पोटेन्शियोमीटर सुदृढीकरण स्टील के सक्रिय क्षरण की संभावना की पहचान करने के लिए परीक्षण, कंक्रीट की ठोस ताकत का आकलन करने के लिए ठोस कोर परीक्षण, पीएच मान, सल्फेट सामग्री, क्लोराइड सामग्री जैसे प्रयोगशाला परीक्षण और कंक्रीट की पारगम्यता का आकलन करने के लिए आरसीपीटी परीक्षण इसके अलावा, संरचनात्मक इस्पात कॉलम के लिए अल्ट्रासोनिक मोटाई परीक्षण और संरचना में कंपन को मापने के लिए भी कंपन परीक्षण संरचनात्मक अखंडता सुनिश्चित करने के लिए किया जाना चाहिए।

- (घ) रखरखाव के बाद उपकरण स्वीकार करने का मानदंड:
- (i) उपकरण जो रखरखाव के लिए सेवा से बाहर हो गए हैं, उन्हें उचित परीक्षण और प्रलेखन के बाद ले लिया जाना चाहिए।
 - (ii) स्थापित दिशानिर्देशों, डिजाइन इंजीनियरिंग प्रथाओं, निर्माता की सिफारिश, प्रत्याशित जीवन और परिचालन स्थितियों को ध्यान में रखते हुए परीक्षण परिणामों की स्वीकृति के मानदंड को अच्छी तरह से परिभाषित किया जाना चाहिए।
 - (iii) स्वीकार किए गए किसी विचलन को सक्षम व्यक्ति द्वारा अनुमोदित किया जाना चाहिए।
 - (iv) उपकरण की कमियां जो स्वीकार्य सीमा से बाहर हैं, उन्हें आगे उपयोग करने से पहले ठीक किया जाएगा या सुरक्षित संचालन सुनिश्चित करने के लिए वैकल्पिक उपायों के साथ सुरक्षित रखा जाएगा और समय पर ठीक किया जाएगा।
 - (v) उपकरण सौंपने या लेने का उचित रिकॉर्ड रखा जाना चाहिए।

(ड.) एआईएम प्रशिक्षण और निष्पादन आश्वासन

- (i) किसी प्रभावी परिसंपत्ति अखंडता प्रबंधन कार्यक्रम का महत्वपूर्ण घटक कर्मियों की योग्यता है, जिसे प्रशिक्षण और निष्पादन आश्वासन द्वारा प्राप्त किया जाता है। कंपनी यह सुनिश्चित करने के लिए प्रशिक्षण हेतु एक कार्यक्रम विकसित और कार्यान्वित करेगी कि केवल योग्य कर्मी एआईएम कार्यों का विकास और निष्पादन करें और एआईएम कार्यों को मानवीय त्रुटियों के कम अवसरों के साथ उचित और सतत रूप से निष्पादित किया जाए अर्थात् मानवीय त्रुटियों को कम करने से परिसंपत्ति विफलताओं की समग्र दर बहुत कम हो सकती है। सक्षम कार्यबल की तैनाती सुनिश्चित करने के लिए प्रशिक्षण के निम्नलिखित पहलुओं पर विचार किया जाना चाहिए, अर्थात्:-

- (I) प्रबंधन जागरूकता प्रशिक्षण
- (II) कौशल या ज्ञान मूल्यांकन
- (III) नए और वर्तमान कर्मचारियों के लिए प्रशिक्षण
- (IV) प्रशिक्षण प्रभावशीलता का सत्यापन और प्रलेखन
- (V) प्रमाणन, जहां लागू हो
- (VI) चल रहे और पुनश्चर्या प्रशिक्षण
- (VII) अनुरक्षण तकनीशियनों और रखरखाव कार्य करने वाले ऑपरेटरों के लिए प्रशिक्षण।
- (VIII) तकनीकी कर्मियों के लिए प्रशिक्षण; और
- (IX) भूमिका और जिम्मेदारियां।

अनुसूची-4

[विनियम 6 देखें]

4.0 इलेक्ट्रिकल प्रणाली

4.1 डिज़ाइन सिद्धांत

- 4.1.1 बिजली के उपकरणों और प्रणालियों का चयन इस उद्देश्य के लिए फिटनेस, सुरक्षा, विश्वसनीयता, रखरखाव, सेवा काल के दौरान और निर्दिष्ट भविष्य के विस्तार, डिजाइन मार्जिन, पर्यावरण के लिए उपयुक्तता, आर्थिक विचार और पिछले सेवा इतिहास के साथ संगतता द्वारा नियंत्रित किया जाएगा।
- 4.1.2 विद्युत संस्थापन का डिजाइन और इंजीनियरिंग स्थापित कोड, विनिर्देशों, ध्वनि

- इंजीनियरिंग प्रथाओं के अनुसार होगा और यह सांविधिक आवश्यकताओं और स्थानीय नियमों को पूरा करेगा।
- 4.1.3 विद्युत उपकरण और सामग्री उनके प्रासंगिक विनिर्देश, डेटा शीट और परियोजना विशिष्टता का अनुपालन करेंगे तथा कोड और मानकों के नवीनतम संस्करण (किसी भी संशोधन सहित) का पालन किया जाएगा।
- 4.1.4 सभी विद्युत उपकरण, प्रणालियां और उनकी स्थापना आवश्यकतानुसार साइट स्थितियों के तहत संचालन के लिए डिज़ाइन की जाएगी।
- 4.1.5 सभी उपकरण और सामग्री उष्ण कटिबंध में तटीय वातावरण में रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों की विशिष्ट सेवा स्थितियों में संचालन के लिए उपयुक्त होंगे।
- 4.1.6 वीएफडी और यूपीएस कक्ष को गर्मी के प्रति संवेदनशील इलेक्ट्रॉनिक घटक जैसे सेमी-कंडक्टर उपकरण, ट्रांसड्यूसर, आंतरिक इलेक्ट्रॉनिक उपकरण संचार के लिए कार्ड की विश्वसनीयता बढ़ाने हेतु वातानुकूलित किया जाएगा। स्विचगियर कक्ष मुख्यतः अनिवार्य रूप से हवादार या वातानुकूलित होना चाहिए।
- 4.1.7 बैटरी कक्ष कम से कम दो एग्जास्ट पंखों से हवादार होना चाहिए। हालांकि, कूलिंग या वेंटिलेशन की विफलता उपकरण के संचालन को प्रभावित नहीं करेगी।
- 4.1.8 वीआरएलए बैटरी कक्ष निर्दिष्ट तापमान बनाए रखने के लिए अनिवार्य रूप से हवादार या वातानुकूलित होना चाहिए।
- 4.1.9 विद्युत अर्थिंग गणना (मृदा विद्युत प्रतिरोधकता) और केबल रेटिंग गणना (मृदा तापीय प्रतिरोधकता) के प्रयोजन के लिए क्षेत्र के डेटा का उपयोग किया जाएगा।
- 4.1.10 ज्वलनशील सामग्री से खतरे को उसकी डिग्री सीमा के अनुसार वर्गीकृत किया जाएगा। सभी क्षेत्रों के लिए खतरनाक क्षेत्रों का वर्गीकरण नवीनतम आईएस 5572 में दर्शाए गए दिशानिर्देशों के अनुसार किया जाएगा और खतरनाक क्षेत्र के लिए उपकरणों का चयन आईएस 16724 या आईईसी 60079-14 के अनुसार किया जाएगा।

4.2 प्रणाली की रूपरेखा

- 4.2.1 विद्युत वितरण प्रणाली को अपनाई जाने वाली प्रणाली की पसंद को प्रभावित करने वाले सभी संभावित कारकों पर विचार करते हुए डिज़ाइन किया जाएगा जैसे आपूर्ति की आवश्यक निरंतरता, संचालन का लचीलापन, उपलब्ध बिजली स्रोतों से आपूर्ति की विश्वसनीयता, कुल भार और व्यक्तिगत भार का संकेंद्रण। विद्युत प्रणाली के डिज़ाइन में निम्नलिखित पैराग्राफ 4.2.2 से 4.2 तक शामिल होंगे:

4.2.2 रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों की सुविधा के लिए विद्युत प्रणाली के डिजाइन में निम्नलिखित शामिल होंगे ; अर्थात्:-

- (क) कार्यस्थल स्थितियाँ
- (ख) विद्युत स्रोत का विवरण
- (ग) योजना और बेसिक बिजली वितरण प्रणाली और एकल लाइन डायग्राम
- (घ) संरक्षण, पैमाइश या नियंत्रण
- (ङ) नए सबस्टेशन के लिए इलेक्ट्रिकल सबस्टेशन डिजाइन
- (च) इलेक्ट्रिकल उपकरण डिजाइन
- (छ) प्रकाश व्यवस्था प्रणाली
- (ज) अर्थिंग प्रणाली
- (झ) आकाशीय बिजली से सुरक्षा प्रणाली
- (ञ) खतरनाक क्षेत्र के लिए इलेक्ट्रिकल उपकरण
- (ट) सांविधिक मंजूरी
- (ठ) केबल का आकार
- (ड) आपातकालीन पॉवर आकार
- (ढ) बिजली प्रणाली अध्ययन
- (ण) यथा लागू हीट ट्रेसिंग प्रणाली
- (त) **24वोल्ट, 230वोल्ट, 415वोल्ट** पावर आउटलेट प्रणाली; और
- (थ) यूपीएस और बैटरी चार्जर का आकार

4.2.3 केबलिंग प्रणाली- केबल ट्रे सपोर्ट सहित भूमिगत और जमीन के ऊपर और पाइप रैक या स्लीपर्स के माध्यम से रूटिंग।

4.2.4 डिजाइन की गई विद्युत प्रणाली सुविधा निम्नलिखित प्रदान करेगी ;अर्थात् :-

- (क) मानक उत्पाद अनुप्रयोग
- (ख) कर्मियों और उपकरणों के लिए सुरक्षा
- (ग) सेवाओं की विश्वसनीयता
- (घ) निर्माण योग्यता पहुंच
- (ङ) केबलिंग पहुंच
- (च) न्यूनतम आग जोखिम
- (छ) किफायती लागत; और
- (ज) रखरखाव में आसानी और संचालन में आसानी

4.2.5 डिजाइन विकास के दौरान और भविष्य के विस्तार और संशोधन के लिए परिवर्तनों का पर्याप्त प्रावधान (उचित इंजीनियरिंग मार्जिन या अंतरिक्ष प्रावधानों के रूप में)

4.2.6 सभी विद्युत उपकरणों की स्वचालित सुरक्षा और चयनात्मक रिलेइंग प्रणाली या बौद्धिक नियंत्रण उपकरणों के माध्यम से दोषपूर्ण प्रणाली को पृथक करना।

4.2.7 रिमोट कंट्रोल और निगरानी सुविधाएं तथा अन्य सुधार की जाने वाली प्रणालियों

- के साथ चयनित उपकरणों का परस्पर संबंध।
- 4.2.8 सभी एलटी और एचटी फीडरों के लिए टैग आउट टैग (लोडो) प्रावधानों को लॉक करें।
- 4.2.9 उपकरणों की अधिकतम परस्पर परिवर्तनीयता।

4.3 विद्युत प्रणाली अध्ययन

- 4.3.1 विद्युत प्रणाली अध्ययन या गणना रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों की सुविधाओं में सभी विद्युत सुविधाओं और उपकरणों के चयन और आकार को प्रमाणित करने के लिए की जाएगी। अध्ययन में न्यूनतम शामिल होना चाहिए, लेकिन यह लागू अनुसार निम्नलिखित तक ही सीमित नहीं होना चाहिए; अर्थात :-

- (क) संयंत्र और यूनिट विद्युत भार विश्लेषण
- (ख) लोड प्रवाह, गलती गणना और बड़े मोटर शुरुआती अध्ययन।
- (ग) फीडर और सर्किट वोल्टेज में गिरावट
- (घ) रिले सेटिंग्स और समन्वय
- (ङ) ग्राउंडिंग
- (च) प्रकाश व्यवस्था गणना
- (छ) बिजली संरक्षण अध्ययन (प्रकाश व्यवस्था के खिलाफ संरचनाओं की सुरक्षा)
- (ज) क्षणिक स्थिरता अध्ययन
- (झ) पुनः गतिवृद्धि और ऑटो परिवर्तन अध्ययन
- (ञ) लोड शेडिंग अध्ययन (यदि आवश्यक हो)
- (ट) शक्ति कारक अध्ययन; और
- (ठ) हार्मोनिक अध्ययन (यदि आवश्यक हो)।

4.4 बिजली की आपूर्ति

4.4.1 मुख्य बिजली स्रोत और प्रणाली:

- (क) मुख्य ऊर्जा स्रोत कैप्टिव बिजली उत्पादन या ग्रिड बिजली की आपूर्ति या दोनों का संयोजन होगा। प्राथमिक वितरण प्रणाली का वोल्टेज स्तर संयंत्र उत्पादन, संबंधित ग्रिड आपूर्ति स्तर और संयंत्र पर परिकल्पित कुल भार के आधार पर तय किया जाएगा। इनडोर स्विचबोर्ड की संख्या और योजनाएं बिजली वितरण क्षमता के आधार पर और असामान्य संयंत्र संचालन स्थितियों के तहत प्रक्रिया लोडिंग के आधार पर भी नियंत्रित होंगी।

4.4.2 संयंत्र आपातकालीन बिजली स्रोत और प्रणालियाँ

- (क) मेन पॉवर की विफलता की स्थिति में सुरक्षित शटडाउन के लिए संयंत्र क्षेत्र में आपातकालीन प्रकाश व्यवस्था और महत्वपूर्ण सेवाओं को पूरा करने के लिए सबस्टेशन से आपातकालीन स्विचगियर तक आपातकालीन बिजली की आपूर्ति प्रदान की जाएगी।
- (ख) प्रक्रिया डिजाइन के दौरान खतरनाक विश्लेषण या सुरक्षा समीक्षाओं के आधार पर महत्वपूर्ण, आपातकालीन या सामान्य भार निर्धारित किया जाएगा। डीसी लाइटिंग या एसी लाइटिंग जिसमें नियंत्रण कक्ष, सबस्टेशन और बचाव मार्ग के लिए लाइटिंग इन्वर्टर के माध्यम से डीसी बैटरी बैक-अप प्रदान किया जाएगा। आपातकालीन बिजली की आपूर्ति करने के लिए डीजी सेट प्रदान किए जाएंगे।

4.5 बिजली वितरण

4.5.1 सामान्य

- (क) रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों की सुविधाओं के इलेक्ट्रिकल लोड की रिकॉर्डिंग और गणना के लिए एक लोड सार तैयार किया जाएगा। लोड सार निरंतर, रुक-रुक कर और स्टैंड बाय लोड का संकेत देगा।
- (ख) खंड (क) में संदर्भित विशिष्टताओं का उपयोग ट्रांसफार्मर, स्विचगियर और इसी प्रकार की अन्य उपकरणों की रेटिंग और संख्या को सत्यापित करने के लिए किया जाएगा। तदनुसार स्विचबोर्ड बस बार की वर्तमान रेटिंग भी निर्धारित की जाएगी।
- (ग) जहां अतिरिक्त चयन प्रणाली प्रदान की जाती है, प्रत्येक ट्रांसफॉर्मर या इनकमर को पैराग्राफ 4.5.1 के खंड (ख) में विनिर्दिष्ट के अनुसार रेट किया जाएगा।

4.5.2 मुख्य बिजली वितरण

- (क) सभी लोड (जैसे भंडारण टैंक और संयंत्र) की आवश्यकता को पूरा करने के लिए साइट पर एक सब-स्टेशन बनाया जाएगा।
- (ख) इसे इसके प्रत्येक बस खंड "क" और "ख" में से दोहरी अतिरिक्त बिजली की आपूर्ति के साथ प्रदान किया जाना चाहिए। सभी एचटी स्विचबोर्ड और पीसीसी के इनकमर्स के लिए **100%** निरर्थक क्षमता के साथ दो इनकमर और एक बस-काउपलर प्रणाली पर विचार किया जाएगा।

4.6 सब-स्टेशन डिजाइन

4.6.1 सामान्य

- (क) सब-स्टेशन एक सुरक्षित क्षेत्र में और खतरनाक क्षेत्र के बाहर स्थित होगा।
- (ख) सब-स्टेशन भवन स्विचगियर कक्ष वातानुकूलित या दबावयुक्त होना चाहिए और इसमें केबल रैकिंग और ट्रे के लिए केबल सेलर के साथ बॉटम एंटी स्विचगियर के उपयोग की अनुमति देने वाले ऊंचे ढांचे शामिल होंगे। एमसीसी कक्ष भवन दबावयुक्त स्विचगियर कक्ष के साथ सेलर के बिना एकल फ्लोर टाइप होना चाहिए। एमसीसी कमरे का फर्श स्तर आसपास के ग्रेड स्तर से 1500 एम. एम. ऊपर होगा।
- (ग) एमसीसी कक्ष जैसे छोटे सब-स्टेशन को बैटरी ट्रेंच के साथ केबल सेलर के बिना भी प्रदान किया जा सकता है।
- (घ) बड़े संयंत्रों में, मुख्य सब-स्टेशन मंजिल को ग्रेड स्तर से ऊपर उठाया जाएगा और सब-स्टेशन मंजिल के नीचे के स्थान का उपयोग केबल ट्रे लगाने के लिए किया जाएगा। सब-स्टेशन सेलर की मुख्यतः 2 मीटर की न्यूनतम ऊंचाई होगी। केबल सेलर का फर्श उप-सड़क स्तर से कम से कम 300 एम. एम. ऊपर होगा। स्विचगियर कक्ष वातानुकूलित होना चाहिए या धूल के प्रवेश को रोकने और अधिक विश्वसनीय ताप संवेदनशील विद्युत उपकरण और पैनल को रोकने या बनाने के लिए दबावयुक्त बनाया जाना चाहिए। सभी सब-स्टेशनों (60 मीटर से अधिक की लंबाई) में तीन प्रविष्टियाँ होंगी, पहली उपकरण प्रविष्टि के लिए, दूसरी सामान्य प्रवेश के लिए और तीसरी आपातकालीन निकास के लिए। जबकि आवश्यक सामान्य और उपकरण प्रविष्टियों को जोड़ा जा सकता है। सब-स्टेशन में एक आपातकालीन दरवाजा भी बाहर की ओर खुलने वाला होगा।
- (ङ.) ट्रांसफॉर्मर बे गेट के बाहर ट्रांसफॉर्मर फीडर ब्रेकर की ट्रिपिंग हेतु प्रत्येक ट्रांसफॉर्मर बे में पुश बटन प्रदान किया जाएगा और शीशा तोड़कर खुले प्रकार का होगा।
- (च) सब-स्टेशन की एचवीएसी या एयर कंडीशनिंग प्रणाली आग और गैस का पता लगाने के संकेत के सक्रिय होने पर ट्रिप करेगी। बैटरी कक्ष के अंदर के फर्श और 1.0 मीटर की ऊंचाई तक की दीवारों में एसिड या क्षारीय प्रतिरोधी सुरक्षात्मक सामग्री कोटिंग या टाइलिंग लगी होनी चाहिए।
- (छ) बैटरी रूम में ल्यूमिनेयर, रिसेप्टेकल्स, एग्जॉस्ट फैन और उसी प्रकार के अन्य उपाकरणों की एक्स-डी, आईआईसी, टी3 प्रकार की सुरक्षा होगी। यदि, रखरखाव मुक्त वीआरएएल या एसएमएफ बैटरी प्रदान की जाती है, तो सुरक्षा के लिए निर्माताओं की सिफारिशों का अनुपालन किया

जाएगा।

- (ज) सब-स्टेशन में सांविधिक आवश्यकताओं के अनुसार अग्निशमन उपकरण, प्राथमिक चिकित्सा बक्से और अन्य सुरक्षा उपकरण होंगे। आवश्यक वोल्टेज रेटिंग के मैट सभी इनडोर स्विचगियर और पैनलों के आसपास प्रदान किए जाएंगे और उपयुक्त वोल्टेज रेटेड ओवरशूज का उपयोग आउटडोर स्विचगियर और पैनल के लिए किया जाना चाहिए जहां इन्सुलेशन मैट प्रदान नहीं किया जा सकता है।
- (झ) सब-स्टेशन भवन का आकार ट्रांसफॉर्मर, स्विचगियर और कैपेसिटर जैसे सभी उपकरणों को रखने के लिए होना चाहिए। सब-स्टेशन का आकार सीईए के दिशानिर्देशों के अनुसार उपकरणों के बीच पर्याप्त निकासी बनाए रखने के लिए होगा।

4.6.2 ट्रांसफॉर्मर बे लेआउट

तेल से भरे ट्रांसफॉर्मर सब-स्टेशन भवन से सटे अहाते में ग्रेड स्तर पर स्थित होंगे और तेल युक्त गड्ढे प्रदान किए जाएंगे जो आईएस के अनुसार परिकल्पित होने पर सामान्य तेल सोखने वाले गड्ढे से जुड़े होंगे और यह ट्रांसफॉर्मर बे के बाहर स्थित होगा। जहां कोड और मानकों द्वारा अपेक्षित हो, फायरवॉल प्रदान किए जाएंगे।

4.7 खतरनाक क्षेत्र

4.7.1 खतरनाक क्षेत्र में विद्युत उपकरण चयन

- (क) बिजली के उपकरण भारतीय मानक: 16724 या आईईसी 60079 भाग 14 - खतरनाक क्षेत्रों के लिए बिजली के उपकरणों के चयन के लिए मार्गदर्शिका, की चयन आवश्यकताओं को पूरा करेगा। खतरनाक क्षेत्र में स्थापित सभी बिजली के उपकरण प्रासंगिक आईएस या आईईसी या सीईएनईएलईसी की आवश्यकताओं को पूरा करेंगे, जिसका भी विद्युत प्रणालियों के डिजाइन के लिए पालन किया जाता है।
- (ख) खतरनाक क्षेत्र के लिए सभी विद्युत उपकरण सीआईएमएफआर, पीटीबी, बसीफा, यूएल, एटीईएक्स या एफएम या समकक्ष स्वतंत्र परीक्षण एजेंसी द्वारा सर्विस के लिए प्रमाणित किए

जाएंगे और जिस क्षेत्र में इसका उपयोग किया जाना है। सभी स्वदेशी फ्लेमप्रूफ उपकरणों के पास बीआईएस लाइसेंस होना चाहिए। स्वदेशी और

आयातित उपकरण दोनों के लिए खतरनाक क्षेत्रों में स्थापित उपकरणों के लिए पीईएसओ अनुमोदन प्राप्त किया जाएगा।

- (ग) सुविधा विश्लेषण को सामग्री की न्यूनतम इग्निशन ऊर्जा और पाउडर प्रतिरोधकता पर विचार करते हुए ज्वलनशील धूल की उपस्थिति (या संभावित उपस्थिति) के कारण विशेष विद्युत उपकरण वर्गीकरण की आवश्यकता वाले क्षेत्रों की पहचान करनी चाहिए।

4.8 उपकरण

4.8.1 स्विचगियर, मोटर नियंत्रण केंद्र (एमसीसी) या एलवी वितरण बोर्ड

- (क) इन्हें संचालन, निरीक्षण, केबलों के कनेक्शन और स्विचबोर्ड के साथ रखरखाव के दौरान अधिकतम सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए डिज़ाइन किया जाएगा।
- (ख) स्विचबोर्ड पूरी तरह से बंद, धूल और कीट प्रूफ होगा।
- (ग) प्रकाश व्यवस्था और लघु बिजली वितरण बोर्ड आंतरिक या बाहरी उपयोग और खतरनाक क्षेत्र वर्गीकरण के लिए उपयुक्त होंगे जिसमें इन्हें स्थापित किया जाना है।
- (घ) जब तक प्रक्रिया आवश्यकताओं द्वारा विशेष रूप से वारंट नहीं किया जाता है, तब तक स्वचालित मोटर पुनर्निर्धारण या वोल्टेज में गिरावट के बाद इसे पुनः प्रारंभ नहीं किया जाएगा।
- (ङ.) पावर सिस्टम निगरानी, नियंत्रण और सुरक्षा सिद्धांत परियोजना विनिर्देशों के अनुसार आपातकालीन शट डाउन (ईएसडी) प्रणाली और आपातकालीन स्टॉप को स्विचगियर या एमसीसी के लिए हार्ड वायर्ड किया जाएगा।
- (च) ट्रांसफॉर्मर इनकमर को ट्रांसफॉर्मर की कम से कम कूल्ड रेटिंग के बराबर या लागू होने वाली ओएनएएन दर के 110% के बराबर रेट किया जाएगा।
- (छ) सीईए दिशानिर्देशों के अनुसार इंटरलॉक और सुरक्षा प्रदान की जाएगी।

4.8.2 सुरक्षात्मक रिले

- (क) सभी प्रकार के फीडरों के लिए सुरक्षात्मक रिले जैसे आवक फीडर, बुश टाई और मोटर्स पावर फीडर और कैपेसिटर प्रदान किए जाएंगे।
- (ख) मीटर, संरक्षण रिले और अन्य घटक प्रासंगिक पैमाइश और संरक्षण डायग्राम के अनुसार होंगे और परियोजना विनिर्देश के अनुसार डिज़ाइन किए जाएंगे और खरीदे जाएंगे।
- (ग) 132 केवी और उससे ऊपर की प्रणालियों के लिए संरक्षण रिले सिद्धांत में उपयुक्त मुख्य और बैकअप योजनाएं भी शामिल होंगी।

4.8.3 पावर और डिस्ट्रीब्यूशन ट्रांसफार्मर, लाइटिंग ट्रांसफार्मर

- (क) सभी ट्रांसफार्मर (बिजली और वितरण) को कूलिंग सुविधा के साथ प्रदान किया जाएगा ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि ट्रांसफार्मर का तापमान, तापमान वर्ग के अनुसार अनुमेय सीमा के भीतर हो।
- (ख) आवश्यकतानुसार मुख्य पावर ट्रांसफार्मर पर स्वचालित ऑन-लोड टैप चेंजर (ओएलटीसी) प्रदान किया जाएगा। लाइटिंग ट्रांसफार्मर शुष्क प्रकार, एयर कूल्ड माउंटेड इनडोर होंगे।
- (ग) हार्मोनिक उपशमन के लिए, विशेष वेक्टर समूहों के साथ ट्रांसफार्मर का उपयोग वीएसडी और प्रोसेस हीटर के रूप में बड़े नॉन-लीनियर लोड की आपूर्ति के लिए माना जा सकता है।
- (घ) 10 एमवीए और ऊपर की रेटिंग के सभी ट्रांसफार्मर या 2000 लीटर से अधिक तेल क्षमता वाले तेल से भरे ट्रांसफार्मर के मामले में आईएस 3034 के अनुसार अग्निशमन प्रणाली के साथ या नाइट्रोजन इंजेक्शन फायर सुरक्षा प्रणाली के साथ प्रदान किया जाएगा।

4.8.4 आपातकालीन डीजल जनरेटर:

- (क) आपातकालीन जेनरेटिंग सेट एक पूर्ण पैकेज बनाएंगे और बिजली जाने पर स्वचालित रूप से शुरू करने और चयनित लोड प्रदान करने के लिए डिज़ाइन किए जाएंगे। यह लोड में उतार-चढ़ाव को सहने में सक्षम होगा (जैसे कि एक प्रीलोडेड प्रणाली पर सबसे बड़ी रेटेड मोटर्स की शुरुआत)। यूनिट आवश्यक शुरुआती उपकरण, संबंधित नियंत्रण कक्ष के साथ पूरक होगी।
- (ख) आपातकालीन डीजी सेट में स्वतः शुरू होने का प्रावधान होगा, लेकिन केवल मैनुअल स्विच ऑफ सुविधाओं के साथ। इंजन को क्रैंक करने के लिए बैटरी की रेटिंग (एम्पियर घंटे) 5 से 10 सेकंड के अंतराल के साथ तीन प्रयास करने के लिए पर्याप्त होगी, यदि आवश्यक हो।
- (ग) जनरेटर सेट को ओवरलोड, शॉर्ट सर्किट, ग्राउंड फॉल्ट, उत्तेजना विफलता, प्राइम-मूवर

विफलता के खिलाफ पूर्ण सुरक्षा प्रदान की जाएगी और इसमें अन्य जुड़े हुए इंस्ट्रूमेंटेशन इंटरलॉक शामिल होंगे।

- (घ) डीजल इंजन की स्थापना के लिए क्षेत्र वर्गीकरण की आवश्यकता नहीं होती है, बशर्ते डीजी कक्ष ठीक से हवादार हो। आम तौर पर रेडिएटर से गर्मी को दूर करने के लिए प्रदान किया गया वेंटिलेशन खतरे के पहलू का ध्यान रखने के लिए पर्याप्त होता है। डीजी सेट शोर के स्तर और स्टैक ऊंचाई आवश्यकताओं के संबंध में पर्यावरण से निपटने वाले मंत्रालय में भारत सरकार के नवीनतम दिशानिर्देशों का अनुपालन करेंगे।

4.8.5 न्यूट्रल अर्थिंग

(क) अर्थिंग प्रणाली

(i) पावर सिस्टम न्यूट्रल को अर्थ किया जाएगा:

- (I) एक स्थानीय क्षेत्र में सभी गैर-इंसुलेटेड संचालन वस्तुओं के बीच विद्युत क्षमता के अंतर को सीमित करने के लिए।
- (II) खराबी होने पर खराब उपकरण और सर्किट को अलग करने का प्रावधान करने के लिए; और
- (III) विभिन्न परिस्थितियों में प्रणाली पर दिखाई देने वाले वोल्टेज को सीमित करने के लिए।

(ii) तटस्थ अर्थिंग प्रणाली निम्न विधियों में से एक को नियोजित करती है; अर्थात्:-

- (I) निम्न, मध्यम वोल्टेज प्रणाली (650 वोल्ट तक) और 11 केवी से ऊपर उच्च वोल्टेज के लिए ठोस अर्थिंग।
- (II) 3.3 केवी से 11 केवी प्रणाली के लिए प्रतिरोध या प्रतिबाधा अर्थिंग।
- (III) जेनरेटर के लिए रेजिस्टेंस या न्यूट्रल ग्राउंडिंग ट्रांसफॉर्मर अर्थिंग।

(iii) सामान्य रूप से औद्योगिक पावर सिस्टम में लगाए जाने वाले न्यूट्रल अर्थिंग रेसिस्टर्स के मूल्यों को ट्रांसिएंट ओवर-वोल्टेज को सीमित करने के लिए संचालन मानदंड को पूरा करने के लिए चुना जाता है, अर्थात् अर्थ फॉल्ट करंट सिस्टम चार्जिंग करंट से कम नहीं होना चाहिए। इसके अलावा, चुने गए न्यूट्रल अर्थिंग रेसिस्टर का मान अर्थ फॉल्ट करंट को एक मान तक सीमित करेगा, जो अर्थ फॉल्ट सुरक्षा प्रणाली के चयनात्मक और विश्वसनीय संचालन के लिए पर्याप्त होगा।

(iv) जब तक अन्यथा आवश्यक न हो, न्यूट्रल अर्थिंग रेसिस्टर अपने रेटेड करंट का कम से कम 10% सतत रूप से ले जाने में सक्षम होगा, और न्यूनतम 10 सेकंड की अवधि के लिए पूरा रेटेड करंट (100%) होगा।

(ख) गैर-अर्थिंग प्रणाली

- (i) गैर-अर्थिंग प्रणाली के उपयोग से बचना चाहिए क्योंकि आर्किंग ग्राउंड फॉल्ट के परिणामस्वरूप गंभीर ओवर वोल्टेज हो सकता है।
- (ii) जहां अपरिहार्य हो (जैसे कि विस्तार परियोजनाएं जहां मौजूदा प्रणाली

में गैर-अर्थिंग प्रणाली है) गैर-अर्थिंग प्रणाली में कोर बैलेंस करंट ट्रांसफॉर्मर के उपयोग के द्वारा अर्थ फॉल्ट का पता लगाने और दोषपूर्ण खंड को अलग करने का प्रावधान होगा। पूरे नेटवर्क की वितरित क्षमता के कारण उत्पन्न होने वाली प्रणाली कैपेसिटिव धाराओं के संबंध में वर्तमान ट्रांसफॉर्मर (सीटी) का आकार होगा। सिस्टम में अर्थ फॉल्ट स्थितियों के तहत खुले डेल्टा वोल्टेज ट्रांसफॉर्मर (वीटी) के माध्यम से असंतुलित वोल्टेज सेंसिंग का उपयोग करके अलार्म या ट्रिपिंग प्रावधान भी शामिल होगा। 'ऑन लाइन इंसुलेशन निगरानी सुविधाओं' के प्रावधान पर विचार किया जा सकता है।

4.8.6 डीसी आपूर्ति यूनिटें

- (क) प्रत्येक डीसी बिजली आपूर्ति प्रणाली में निरर्थक चार्जर-सह-रेक्टिफायर, बैटरी और डीसी वितरण बोर्ड शामिल होंगे। यूपीएस प्रणाली में डीसी लिंक को डीसी इंस्ट्रूमेंटेशन पावर सप्लाय के लिए टैप नहीं किया जाएगा।
- (ख) एक 2 x 50% बैटरी बैंक कॉन्फिगरेशन प्रदान किया जाना चाहिए।
- (ग) फायर अलार्म प्रणाली में एक समर्पित डीसी बैटरी बैकअप प्रणाली होनी चाहिए। मुख्य आपूर्ति विफलता के बाद यूपीएस बैटरी बैकअप अवधि: सभी नियंत्रण प्रणालियों के लिए 30 मिनट, एफ और जी, प्रोसेस सीसीटीवी, सीईईएमएस विश्लेषक और आपातकालीन सेवाओं (जैसे पीए सिस्टम) के लिए 6 घंटे को छोड़कर।
- (घ) डीसी प्रणाली के लिए बैटरी का आकार

(i) इलेक्ट्रिकल स्विचगियर और नियंत्रण

बैटरी सामान्य रूप से दो घंटे की न्यूनतम अवधि वाले लोड चक्र के आकार की होनी चाहिए। लोड चक्र का निर्णय करते समय, संयंत्र और उपकरण की विशिष्ट संचालन या सुरक्षा आवश्यकताओं अर्थात् ऑयल फ्लशिंग के लिए एसटीजी का ल्यूब ऑयल पंप पर विचार किया जाएगा। इसलिए बैटरी के आकार की अवधि विशिष्ट परिचालन आवश्यकताओं के अनुसार अलग-अलग होगी।

(ii) डीसी इंस्ट्रूमेंटेशन शटडाउन प्रणाली

यह सामान्य रूप से 30 मिनट के आकार की होगी।

(iii) क्रिटिकल लाइटिंग: इसे दो घंटे के लिए आकार दिया जाना चाहिए जब तक कि अन्यथा निर्दिष्ट न किया गया हो।

(iv) बैटरी निकेल कैडमियम, फ्लडेड इलेक्ट्रोलाइट लेड एसिड या वीआरएलए प्रकार की होगी जिसे डिजाइन विनिर्देशों के अनुसार

डिजाइन किया गया हो।

4.8.7 निर्बाध विद्युत आपूर्ति प्रणाली के लिए उपकरण

- (क) यूपीएस पैनल फ्री-स्टैंडिंग, फर्श पर लगाने वाला, चारों ओर धातु से बंद और कीट रोधी प्रकार का होगा जिसमें आगे से जाने के लिए कब्जेदार दरवाज़ा होगा और यह आंतरिक उपयोग के लिए उपयुक्त होगा।
- (ख) सामान्य परिस्थितियों में, रेक्टिफायर-सह-चार्जर इन्वर्टर को फीड करेगा और बैटरी सेट को चार्ज करेगा। मुख्य विफलता के मामले में, बैटरी इन्वर्टर को आवश्यक बिजली प्रदान करेगी। इन्वर्टर आगे स्टैटिक स्विच के माध्यम से लोड को फीड करता है। यदि इन्वर्टर खराब हो जाता है या ओवरलोड हो जाता है, तो लोड को स्टैटिक स्विच के माध्यम से तुरंत बाय-पास लाइन में स्थानांतरित कर दिया जाएगा। इन्वर्टर को बाय-पास लाइन के साथ सिंक्रोनाइज़ मोड में संचालित किया जाएगा, और मैनुअल फॉरवर्ड ट्रांसफर या मैनुअल रिवर्स ट्रांसफर बिना किसी ब्रेक के प्रभावी होगा।
- (ग) यूपीएस प्रणाली के लिए बैटरी का आकार महत्वपूर्ण प्रोसेस यूनिटों के शटडाउन का ध्यान रखने के लिए होना चाहिए, लेकिन जब तक अन्यथा निर्दिष्ट न हो, यह 30 मिनट से कम न हो।

4.8.8 अलार्म घोषणाएँ

- (क) संचार संबंधी रिले से सभी बिजली की खराबी, ट्रिप, अलार्म और उपकरण की खराबी के संकेतों को प्रत्येक स्विचगियर या पीएमसीसी में संचार पोर्ट से जुड़े कंप्यूटर के माध्यम से एक्सेस किया जाना चाहिए। इसके अलावा, कुछ सिग्नल सेंट्रल कंट्रोल रूम (सीसीआर) या डीसीएस में निर्दिष्ट के अनुसार अलार्म बजाएंगे या संकेत देंगे।

4.8.9 परिवर्तनीय फ्रिक्वेंसी ड्राइव

- (क) निम्न और उच्च वोल्टेज परिवर्तनीय फ्रिक्वेंसी ड्राइव (वीएफडी) उपकरण डिजाइन परियोजना विनिर्देशों के अनुसार होंगे।
- (ख) प्रोसेस आवश्यकताओं के अधीन आर्थिक और तकनीकी आधार पर परिवर्तनीय फ्रिक्वेंसी ड्राइव की आवश्यकता पर विचार किया जाएगा।
- (ग) संबंधित ट्रांसफॉर्मर और रिएक्टरों को छोड़कर, संयंत्र की मोटरों को नियंत्रित करने वाले कनवर्टर और रेक्टिफायर उपकरण सब-स्टेशन के अंदर स्थित होंगे, जो वीएफडी पैनलों के पास सब-स्टेशन भवन के भीतर स्थित होंगे। बहुत बड़े रेटेड वीएफडी के लिए, ट्रांसफॉर्मर या रिएक्टर को बाहरी ट्रांसफॉर्मर बे में स्थित होना चाहिए।

4.8.10 मोटरें

- (क) एलवी मोटरों का चयन आईसी 60072 अथवा समकक्ष मानकों में सूचीबद्ध प्राथमिक श्रृंखला के पसंदीदा रेटेड आउटपुट मूल्यों के अनुसार किया जाएगा। मोटरों और मोटर नियंत्रण स्टेशन का अहाता खतरनाक क्षेत्र वर्गीकरण और खतरनाक क्षेत्र में उपकरण चयन के अनुसार होंगे।
- (ख) सभी एलवी मोटरें आईई2 वर्ग दक्षता का अनुपालन करेंगीं जब तक कि अन्यथा मोटर डेटाशीट में निर्दिष्ट न किया गया हो।
- (ग) मोटर संचालित वाल्व और इलेक्ट्रिक क्रेन पूरी तरह से इंटीग्रल मोटर कंट्रोल गियर से लैस होंगीं।

4.8.11 अर्थिंग प्रणाली

- (क) अर्थिंग प्रणाली अर्थ दोष, स्थैतिक डिस्चार्ज और बिजली संरक्षण के लिए कम प्रतिबाधा अर्थ पथ प्रदान करेगा। अर्थिंग डिजाइन आम तौर पर सीईए विनियम, 2010 की आवश्यकताओं और

अर्थिंग आईएस 3043 की आचार संहिता के अनुसार किया जाएगा।

- (i) पावर सिस्टम अर्थिंग, आकाशीय बिजली से सुरक्षा और उपकरण बॉन्डिंग को समग्र सामान्य अर्थिंग प्रणाली द्वारा प्राप्त किया जाएगा। एकल सतत अर्थिंग प्रणाली बनाने के लिए सभी यूनिटों को एक साथ जोड़ा जाएगा। सीईए के दिशानिर्देशों के अनुसार रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों में सभी उपकरण संयंत्र अर्थिंग प्रणाली से जुड़े होंगे।
- (ii) सभी इलेक्ट्रिकल उपकरणों के धातु के घेरे को सामान्य अर्थिंग ग्रिड से जोड़ा और अर्थ किया जाएगा।
- (iii) खतरनाक क्षेत्रों में या जहां उपकरण में खतरनाक तरल होता है, गैर-इलेक्ट्रिकल उपकरण, वेसल, टैंकों, संरचनाओं, पाइपलाइन और उसी प्रकार के अन्य उपकरणों के धातु के घेरे को सामान्य संयंत्र अर्थिंग ग्रिड से जोड़ा और अर्थ किया जाएगा। अर्थ के सामान्य निकाय के लिए उपकरण अर्थिंग प्रणाली के प्रतिरोध के अधिकतम मूल्य निम्नानुसार होंगे;अर्थात्:-
 - (I) सामान्य अर्थिंग ग्रिड: 1 ओम;और
 - (II) आकाशीय बिजली से सुरक्षा और स्टेटिक बॉन्डिंग के लिए अर्थिंग: 10 ओम;और
- (iv) आकाशीय बिजली और छोटी पॉवर प्रणालियों की अर्थिंग केबल के साथ एक अर्थ कंडक्टर इंटीग्रल के माध्यम से होगी।

- (v) 250 वोल्ट या उससे अधिक का संचालन करने वाले सभी उपकरण दोहरी अर्थिंग के साथ उपलब्ध कराए जाएंगे और दो अलग-अलग अर्थ पिट से जुड़े होंगे ;और
- (vi) टैंकरों की लोडिंग या अनलोडिंग के लिए बॉन्डिंग और ग्राउंडिंग की व्यवस्था की जाएगी।

4.8.12 इंस्ट्रूमेंट अर्थिंग

- (क) इंस्ट्रूमेंट अर्थिंग के लिए जमीन के ऊपर अलग अर्थ बार प्रदान किए जाएंगे। आईईईई एसटीडी 1100 का नवीनतम संस्करण "पावरिंग और ग्राउंडिंग संवेदनशील इलेक्ट्रॉनिक उपकरणों के लिए आईईईई अनुशंसित प्रैक्टिस" को संदर्भित किया जा सकता है।
- (ख) आकाशीय बिजली से सुरक्षा
- (ग) आईईसी 62305 या आईई नियमों के अनुसार आकाशीय बिजली से सुरक्षा प्रदान की जाएगी।

4.9 लाइटिंग प्रणाली

4.9.1 सामान्य लाइटिंग

- (क) इसे मोटे तौर पर निम्नानुसार वर्गीकृत किया जा सकता है; अर्थात्:-
 - (i) सामान्य लाइटिंग
 - (ii) आपातकालीन लाइटिंग ;और
 - (iii) गहन लाइटिंग
- (ख) सामान्य और आपातकालीन लाइटिंग प्रणाली एसी आपूर्ति पर होगी, जबकि गहन लाइटिंग डीसी पर होगी।
- (ग) पर्याप्त लाइटिंग की जाएगी ताकि संयंत्र संचालक संयंत्र के सुगम क्षेत्रों के भीतर सुरक्षित रूप से आ-जा सकें और नियमित संचालन कर सकें। सामान्य बिजली की विफलता की स्थिति में, आपातकालीन लाइटिंग प्रदान की जानी चाहिए। वांछित लक्स स्तर को इस बात पर विचार करते हुए प्राप्त किया जाएगा कि लाइटिंग फिक्सचर, सामान्य और आपातकालीन दोनों ही चालू हैं। सामान्य बिजली की विफलता की स्थिति में, आपातकालीन लाइटिंग

- आपातकालीन बिजली स्रोत के माध्यम से सक्रिय रहेगी।
- (घ) सामान्य लाइटिंग के लिए बिजली आपूर्ति की विफलता के दौरान प्रदान की जाने वाली लाइटिंग आवश्यकताएं मुख्य रूप से इस प्रकार होंगी,
- (i) संयंत्र को सुरक्षित रूप से बंद करने के लिए निर्दिष्ट कार्यों को पूरा करने की सुविधा प्रदान करना।
 - (ii) अग्निशमन सुविधाओं जैसे फायर वॉटर पंप, फायर अलार्म स्टेशनों तक पहुंच प्राप्त करने और तुरंत पहचान की अनुमति देने के लिए।
 - (iii) ऑपरेटिंग कर्मियों की सुरक्षित निकासी के लिए बचाव मार्ग।

- (ड.) गहन लाइटिंग (डीसी) के लिए अनुशंसित क्षेत्रों में शामिल हैं: नियंत्रण कक्ष (प्रक्रिया और उपयोगिता)
- (च) मेन सबस्टेशन डीजी शेड
- (छ) सेंट्रल फायर स्टेशन
- (ज) फायर वाटर पंप हाउस (डीजल चालित एफडब्ल्यू पंप के स्टार्ट-अप के लिए)
- (झ) प्राथमिक चिकित्सा केंद्र
- (ञ) आपातकालीन बचाव मार्ग
- (ट) उपकरण या प्रक्रिया नियंत्रण और केंद्रीय नियंत्रण भवन।
- (ठ) एसी आपातकालीन लाइटिंग के लिए अनुशंसित क्षेत्रों में शामिल हैं:
- (i) नियंत्रण कक्ष (प्रक्रिया और उपयोगिता)
 - (ii) फायर वाटर पंप हाउस, फायर स्टेशन मुख्य उप स्टेशन
 - (iii) पायदान और सीढ़ी
 - (iv) दिशा बदलने वाली सीढ़ी सहित प्लेटफार्म
 - (v) फर्श के स्तर के अन्य परिवर्तन जो खतरे का कारण बन सकते हैं।
 - (vi) प्रक्रिया में महत्वपूर्ण स्थान, उपयोगिता क्षेत्र जहां विशिष्ट सुरक्षा संचालन किए जाने हैं जैसे कि:
 - (I) हीट एक्सचेंजर्स, कंडेनसर के पास के क्षेत्र
 - (II) वाष्प टरबाइन के बेरिंग गियर्स; और
 - (III) सब-स्टेशन और प्रोसेस संयंत्र को आपस में जोड़ने वाली सड़कों के कुछ हिस्से।

- (ड) एसी आपातकाल लाइटनिंग को सामान्य लाइटनिंग लोड का 20-25% माना जाएगा। तथापि, छोटे संयंत्रों के लिए, जहां एसी आपातकालीन लोड पर्याप्त नहीं है या जहां अलग से कोई डीजी सेट नहीं है, डीसी गहन लाइटनिंग को संपूर्ण आपातकालीन लाइटनिंग का ध्यान रखना चाहिए।
- (ढ) गहन लाइटनिंग (डीसी आपूर्ति आधारित) को सामान्य रूप से 'चालू' रखा जाएगा और सामान्य या आपातकालीन बिजली विफलता के दौरान, बैटरी बिजली प्रदान करेगी।
- (ण) इसके अलावा, दूरदराज के सब-स्टेशनों और अन्य महत्वपूर्ण स्थानों (सुरक्षित क्षेत्रों) में जहां डीसी लाइटनिंग का कोई प्रावधान नहीं है, आपातकालीन स्थिति में कर्मियों की सुरक्षा के लिए पर्याप्त संख्या में स्व-निहित पोर्टेबल हैंड लैंप और बैटरी आपातकालीन लाइटनिंग यूनिटें प्रदान की जाएंगी।
- (त) एलईडी लैंप का उपयोग आमतौर पर बाहरी संयंत्र लाइटनिंग के लिए किया जाएगा। इस उद्देश्य को प्राप्त करने के लिए आपातकालीन प्रकाश व्यवस्था के लिए एलईडी लैंप पर विचार किया जा सकता है। गैर-प्रोसेस भवनों और नियंत्रण कक्षों में इनडोर लाइटनिंग के लिए फ्लोरोसेंट लैंप या एलईडी का उपयोग किया जा सकता है। सुरक्षित क्षेत्र स्ट्रीट लाइटनिंग और यार्ड लाइटनिंग में सोडियम वाष्प या एलईडी लैंप का उपयोग किया जा सकता है। खतरनाक क्षेत्रों में सोडियम वाष्प लैंप स्थापित नहीं किया जाएगा।
- (थ) विभिन्न क्षेत्रों में प्रकाश स्तर अच्छी इंजीनियरिंग पद्धति के अनुसार होना चाहिए। की जाने वाली कार्य गतिविधियों की प्रकृति के आधार पर विभिन्न क्षेत्रों के लिए सुझाए गए न्यूनतम प्रकाश स्तर निम्नानुसार है ;अर्थात्:-

क्षेत्र	लक्स में प्रकाश- स्तर
मुख्य सड़कें (जैसे प्रोसेस यूनिटें, पॉवर हाउस और वर्कशाप सहित सड़कें)	20
द्वितीयक सड़कें (जैसे कि भंडारण टैंकों के साथ-साथ घाटियों को बसाने वाली सड़कें)	10
टैंक फार्म	20
पंप हाउस, शेड	100
मुख्य ऑपरेशन प्लेटफॉर्म और एक्सेस सीढ़ियां	60

क्षेत्र	लक्स में प्रकाश- स्तर
साधारण प्लेटफार्म	20
प्रोसेस क्षेत्र, पाइप रैक, हीट एक्सचेंजर, हीटर, सेपरेटर, कूलिंग टावर, कॉलम, पिग लॉन्चिंग या रिसीविंग लोडिंग क्षेत्र, फ्लेयर और उसी प्रकार के अन्य उपकरण	60
स्विचगियर भवन	150-200
ट्रांसफार्मर बे	100
बैटरी कक्ष	150
नियंत्रण कक्ष भवन या प्रयोगशाला	400
बॉयलर हाउस	150
चार्जर या यूपीएस कक्ष	150-200
कूलिंग टावर	60
स्विचयार्ड	
(i) ऑपरेटिंग क्षेत्र	100
(ii) अन्य क्षेत्र	50
गोदाम	100
कार्यालय	300
कंप्रेसर ऑपरेटिंग क्षेत्र	200
निगरानी कक्ष	100
सीढ़ियाँ	50
कॉरिडोर या लिफ्ट	70
नलकूप, गेट व चौकीदार बूथ	100
फायर हाउस, गैरेज	100-150
बचाव लाइटिंग बचाव मार्ग (आंतरिक)	5
निकास द्वार क्षेत्र और उन बिंदुओं पर जहां संभावित खतरे, यदि कोई हो, की स्थिति पर जोर देना आवश्यक है।	30

(द) और सभी क्षेत्रों में प्रकाश स्तर की सुरक्षा, संचालन में आसानी और

रखरखाव के दृष्टिकोण से आवश्यकताओं को ध्यान में रख कर किया जाए ।

4.9.2 विमान चेतावनी लाइटिंग

- (क) नवीनतम अंतरराष्ट्रीय नागरिक उड्डयन संगठन और स्थानीय विनियमों के अनुसार विमान चेतावनी लाइटिंग का प्रकार प्रदान किया जाएगा। विमान चेतावनी लाइटिंग लाल रंग के साथ लगातार चमकती रहेंगी और प्लेटफॉर्म बाधाओं के उच्चतम पॉइंट पर लगाई जाएंगी।

4.9.3 बिजली और सुविधा आउटलेट

- (क) पहुंच सुनिश्चित करने के लिए उपयुक्त स्थानों पर स्विच सॉकेट प्रकार के 415 वोल्ट

63 ए. टीपी और एन+ई पावर आउटलेट की पर्याप्त संख्या प्रदान की जाएगी।

- (ख) उपयुक्त स्थानों पर 240 वोल्ट, 16 ए, एसपी और एन+ई सुविधा आउटलेट।
- (ग) उपयोग के लिए चुनिंदा स्थानों पर 24 वोल्ट हैंड लैंप पॉइंट प्रदान किए जा सकते हैं।

4.9.4 केबल और केबल स्थापना

- (क) केबल का प्रकार

- (i) केबलों के कारण आग फैलने से बचने के लिए, यह सिफारिश की जाती है कि उद्योग में उपयोग किए जाने वाले सभी केबलों का बाहरी पीवीसी शीथ आईएस: 10810 के अनुसार श्रेणी एएफ के अनुरूप आग को मंद करने और कम धुएं वाला (एफआरएलएस) होना चाहिए।
- (ii) उच्च वोल्टेज केबल एल्यूमीनियम या कॉपर कंडक्टर एक्सएलपीई इंसुलेटेड एफआरएलएस पीवीसी चढ़े, बख्तरबंद प्रकार के होंगे।
- (iii) एचवी केबलों की वोल्टेज रेटिंग के चयन में सिस्टम वोल्टेज, सिस्टम अर्थिंग व्यवस्था और अर्थ दोष सुरक्षा योजनाओं के प्रकार को ध्यान में रखा जाएगा। (इस पर दिशानिर्देश आईईसी 60183 और आईएस:7098 से प्राप्त किए जा सकते हैं)।

प्रतिरोध अर्थिंग प्रणाली के लिए, गैर-अर्थिंग ग्रेड केबल का उपयोग किया जाएगा।

- (iv) सभी बिजली और नियंत्रण केबलों में मुख्यतः इक्स्ट्रूड्ड आंतरिक और बाहरी आवरण होंगे।
- (v) जहां सिंगल कोर केबल आर्मर्ड हैं और एसी सर्किट पर उपयोग के लिए हैं, वहां गैर-चुंबकीय सामग्री (जैसे एल्यूमीनियम) के साथ आर्मिंग नियोजित की जाएगी।
- (vi) उपयोग किए जाने वाले सभी केबलों में नॉन हाइग्रोस्कोपिक फिलर्स, वायर आर्मिंग और पूरी तरह पीवीसी चढ़ी होनी चाहिए। जहां उचित यांत्रिक सुरक्षा (अर्थात् धातु कान्डूइट) प्रदान की जाती है या जहां गैर-औद्योगिक स्थानों में छत के ऊपर या फर्श के नीचे शीथेड केबल लगाए जाते हैं, वहां बिना आर्मर्ड केबल और तारों का उपयोग किया जा सकता है। जहां उचित हो भवनों के लिए गुप्त धातु के कान्डूइट का उपयोग किया जाएगा।
- (vii) केबल के लंबा होने पर नियंत्रण केबल पूरी तरह से ढकी टविस्टेड पेयर टाइप होगी; और
- (viii) खतरनाक क्षेत्र में जमीन के ऊपर बिछाई गई इलेक्ट्रिकल केबल और इंस्ट्रुमेंटेशन केबल आग प्रतिरोधी होनी चाहिए।

(ख) केबल स्थापना

- (i) केबल स्थापना जमीन के ऊपर स्थापित की जाएगी या ओवरहेड पाइप रैक के समर्पित स्तरों के भीतर और निचले स्तर के पाइप तरीकों के स्लीपर्स पर समर्पित केबल रैक या ट्रे पर रखी जाएगी।
- (ii) कुछ उदाहरणों में, केबल को या तो कंक्रीट लाइन केबल खाइयों में या सीधे भूमिगत केबल खाइयों में डाला जा सकता है, इनमें शामिल हैं
 - (I) उच्च वोल्टेज वितरण केबल और संबद्ध नियंत्रण केबल
 - (II) इमारतों में प्रवेश करने या बाहर निकलने वाले केबल
 - (III) उन क्षेत्रों में केबल जहां जमीन के दूषित होने की संभावना नहीं है और आर्थिक विचार विशेष केबल स्पॉर्ट का निर्माण रोकते हैं।
 - (IV) बिजली उत्पादन क्षेत्र के भीतर केबल लगाना
 - (V) सैटेलाइट सबस्टेशनों के लिए फीडर केबल।
 - (VI) प्रक्रिया क्षेत्रों या ऑफसाइट क्षेत्रों के भीतर केबल।
 - (VII) कोई अन्य क्षेत्र जहां ओवरहेड केबल लगाना संभव नहीं है; और

(VIII) फायर वॉटर पंपों को बिजली की आपूर्ति करने वाले केबल।

(iii) सिंगल कोर केबल लगाने के साथ लेआउट डिजाइन करते समय निम्नलिखित तथ्यों पर विचार किया जाएगा; अर्थात्:-

(I) ट्रेफॉइल फार्मेशन में आम तौर पर एक दूसरे को छूते हुए केबल बिछाए जाते हैं। यदि ट्रेफिल की व्यवस्था संभव नहीं है, तो आवश्यकता

के अनुसार रिक्ति के साथ समतल फॉर्मेशन का पालन किया जा सकता है; और

(II) जब केबल समतल रूप में बिछाए जाते हैं, तो अलग-अलग केबल फिक्सिंग क्लैम्प और स्पेसर गैर-चुंबकीय सामग्री के होने चाहिए।

- (iv) सभी केबल खाइयों का आकार केबलों की संख्या और उनके वोल्टेज ग्रेड के आधार पर होना चाहिए। उच्च वोल्टेज, मध्यम वोल्टेज और अन्य नियंत्रण केबलों को एक दूसरे से आवश्यक दूरी या स्वतंत्र पाइपों, खाइयों या केबल ट्रे के माध्यम से लागू करके पृथक किया जाएगा। सब-स्टेशनों के अंदर केबल खाइयों को रेत, कंकड़ या समान गैर-ज्वलनशील सामग्री से भरा जाना चाहिए या गैर-दहनशील स्लैब के साथ कवर किया जाना चाहिए। यदि केबलों की एक महत्वपूर्ण संख्या रैक पर ली जाती है, तो खाई की किनारे की दीवार पर पर्याप्त सहारा प्रदान किया जाना चाहिए।
- (v) रसायनों और तेलों के प्रवेश से बचने के लिए केबल ट्रेन्च के आरसीसी कवर को सील किया जाना चाहिए।
- (vi) कच्चे क्षेत्रों में, केबलों को सीधे जमीन में दबा देना चाहिए। जहां भूमिगत केबल रोडवेज या ग्रेड आदि पर पाइप स्लीपरों और ऐसे अन्य स्थानों को पार करते हैं, उन्हें स्थायी क्रॉसिंग प्रदान करने के लिए स्लीव या डक्ट के माध्यम से गुजारकर संरक्षित किया जाएगा। इसके बाद स्लीव या डक्ट सिरों को प्रभावी ढंग से सील किया जाएगा।
- (vii) जहां-कहीं भी खाइयां खतरनाक क्षेत्र छोड़ती हैं या नियंत्रण कक्ष या सबस्टेशन में प्रवेश करती हैं, वहां कंक्रीट लाइन वाली केबल खाइयों को तरल और गैसों के प्रवेश से बचाने के लिए सील किया जाना चाहिए।
- (viii) जमीन के ऊपर केबल ट्रे को हर 3 मीटर के अंतराल पर

अच्छी तरह से सहारा दिया जाना चाहिए और यह यांत्रिक क्षति से सुरक्षित होनी चाहिए। उच्च तापमान स्रोतों (जैसे भाप नालियों और भट्टियों) की निकटता से बचने के लिए मार्ग तय किया जाएगा, बशर्ते वहां आग का अनुचित जोखिम न हो। केबल ट्रे, रैक और खाइयों का आकार 10 से 20% फ्यूचर केबल रिजर्व प्रदान करने के लिए होगा। प्रत्येक केबल ट्रे टियर केबलों को मुख्यतः एक परत में समायोजित करेगा।

- (ix) उपकरण और संचार केबल इलेक्ट्रिकल पावर केबलों के साथ एक ही खाई या ट्रे में नहीं रखी जानी चाहिए। इलेक्ट्रिकल केबल व्यावहारिक रूप से वहां होनी चाहिए जहां उपकरण और दूरसंचार केबलों से कम से कम 600 एम. एम. का फासला हो। समग्र केबल लेआउट को सिग्नल और पावर केबल के बीच न्यूनतम हस्तक्षेप के लिए डिज़ाइन किया जाना चाहिए। जहां भी इलेक्ट्रिकल चुम्बकीय हस्तक्षेप की संभावना है, नियंत्रण केबलों अथवा सिग्नल केबलों के लिए परिरक्षित ट्रिस्टेड पेयर या स्क्रीन और समग्र परिरक्षित केबलों का उपयोग किया जाना चाहिए।
- (x) केबल सेलर्स में आग का पता लगाने और निगरानी उपकरणों की व्यवस्था की जाएगी।
- (xi) बिजली और नियंत्रण केबलों में जोड़ों के माध्यम से सीधे केबल को यूनिट बैटरी सीमाओं के अंदर जितना संभव हो सके, टाला जाएगा। जहाँ व्यवहारिक हो वहाँ केबल एक ही लम्बाई में होंगे लेकिन आवश्यक होने पर केबल जोड़ लगाए जा सकते हैं। यदि खतरनाक क्षेत्र में जमीन के ऊपर केबल जोड़ स्थापित किए जाते हैं, तो उचित जोखिम मूल्यांकन और निगरानी की जाएगी।
- (xii) केबल लगाते समय निर्माता द्वारा की गई सिफारिश के अनुसार केबल को मोड़ने वाली न्यूनतम त्रिज्या प्रदान की जाएगी।
- (xiii) खाई के अंदर ज्वलनशील गैस या वाष्प के संचय को रोकने के लिए खतरनाक क्षेत्रों में केबल खाइयों को रेत से भरा जाना चाहिए और आरसीसी स्लैब के साथ कवर किया जाना चाहिए।
- (xiv) खतरनाक क्षेत्र में स्थित उपकरण के लिए सभी केबल ग्लैंड अग्नि रोधी प्रकार की होंगी; और
- (xv) 1200 एम. एम. की न्यूनतम गहराई के बिना 33केवी से

अधिक की कोई

भूमिगत पावर केबल नहीं बिछाई जाएगी। सबसे ऊंची केबल ट्रे और वर्टिकल केबल ट्रे जीआई कवर के साथ उपलब्ध कराई जाएंगी। जहां भी केबल ट्रे को प्रोसेस पाइप या उपकरण के माध्यम से रूट किया जाता है, वहां बॉटम ट्रे कवर प्रदान किए जाएंगे।

4.10 विद्युत ताप ट्रेसिंग

जहां आवश्यक हो, प्रोसेस पाइपलाइनों के लिए विद्युत ताप ट्रेसिंग प्रदान किया जाएगा। इलेक्ट्रिकल हीट ट्रेसिंग को परियोजना विनिर्देश के अनुसार डिजाइन किया जाएगा और खरीदा जाएगा। जहाँ तक व्यावहारिक हो, उपयुक्त रूप से प्रमाणित स्व-विनियमन ताप टेप लगाया जाएगा। विशेष प्रकार के ताप (जैसे त्वचा प्रभाव, प्रतिबाधा या इंडक्शन ताप) को विशेष एप्लीकेशन में लगाया जाना चाहिए।

अनुसूची-5 [विनियम 6 देखें]

- 5.0 आग और गैस का पता लगाना और सुरक्षा सुविधाएं
- 5.1 यह देखते हुए कि एक हाइड्रोकार्बन प्रोसेसिंग संयंत्र में निहित संभावित खतरे होते हैं, आग से बचाव की पद्धति नुकसान को रोकने और नियंत्रित करने पर आधारित होनी चाहिए। ज्वलनशील या जहरीली गैस के रिलीज होने या संयंत्र के किसी हिस्से या खंड में आग लगने से संयंत्र के अन्य हिस्सों को भी खतरा हो सकता है। यदि कोई रिसाव होता है या आग लगती है तो जीवन और संपत्ति के नुकसान को कम करने और आग या रिसाव के आगे प्रसार को रोकने के लिए जितनी जल्दी हो सके इसका पता लगाना, नियंत्रित करना या बुझाना आवश्यक है।

5.2 सामान्य अवधारणा

- 5.2.1 प्रोसेस संयंत्र का आकार, दबाव और तापमान की स्थिति, भंडारण का आकार, संयंत्र का स्थान और भूभाग बुनियादी अग्नि सुरक्षा आवश्यकता को निर्धारित करते हैं।
- 5.2.2 स्थापना की प्रकृति और इसमें शामिल जोखिम के आधार पर निम्नलिखित अग्नि सुरक्षा सुविधाएं प्रदान की जाएंगी, अर्थात्:-
- (क) अग्नि जल प्रणाली
 - (ख) फोम प्रणाली
 - (ग) क्लीन एजेंट अग्नि सुरक्षा प्रणाली
 - (घ) कार्बन डाइऑक्साइड प्रणाली
 - (ङ) शुष्क रासायनिक उपशमन प्रणाली
 - (च) पहचान और अलार्म प्रणाली
 - (छ) संचार तंत्र
 - (ज) पोर्टेबल अग्निशमन उपकरण
 - (झ) मोबाइल अग्निशमन उपकरण; और
 - (ञ) प्राथमिक चिकित्सा अग्निशमन उपकरण।

5.3 डिजाइन मानदंड

- 5.3.1 अग्नि सुरक्षा प्रणाली के लिए निम्नलिखित बुनियादी डिजाइन मानदंड होंगे, अर्थात्:-

(क) सुविधाओं को इस आधार पर डिजाइन किया जाएगा जैसे कि

शहर में अग्नि जल आपूर्ति उपलब्ध नहीं है।

- (ख) स्थापना में कहीं भी एक साथ दो जगह बड़ी आग को बुझाने के लिए अग्नि सुरक्षा सुविधाओं को डिजाइन किया जाएगा। अग्नि जल की आवश्यकताएं अनुलग्नक-1 में दिए गए दिशा-निर्देशों के अनुसार होंगी; और
- (ग) सभी टैंक फार्म और स्थापना के अन्य क्षेत्र जहां हाइड्रोकार्बन का प्रबंधन किया जाता है, पूरी तरह से अग्नि जल नेटवर्क प्रणाली द्वारा कवर किए जाएंगे।

5.3.2 भंडारण टैंकों पर फिक्सड वाटर स्प्रे

- (क) जमीन के ऊपर स्थित टैंकों में वर्ग 'क' पेट्रोलियम भंडारण में फिक्सड वाटर स्प्रे प्रणाली होगी, चाहे फ्लोटिंग रूफ हो या फिक्सड रूफ या इंटरनल फ्लोटिंग रूफ।
- (ख) वर्ग 'ख' पेट्रोलियम जमीन के ऊपर स्थित निम्नलिखित आयामों वाले भंडारण टैंकों को फिक्सड वाटर स्प्रे के साथ प्रदान किया जाएगा।

(i) 30 मीटर से बड़े व्यास के फ्लोटिंग रूफ टैंक।

(ii) 20 मीटर से बड़े व्यास के फिक्सड रूफ टैंक।

5.3.3 भंडारण के लिए सेमी-फिक्सड फोम प्रणाली

- (क) निम्नलिखित टैंकों के लिए सेमी-फिक्सड फोम प्रणाली प्रदान की जाएगी; अर्थात्:-

(i) फ्लोटिंग रूफ टैंक वर्ग 'क' और वर्ग 'ख' पेट्रोलियम उत्पादों का भंडारण।

(ii) वर्ग 'क' और वर्ग 'ख' पेट्रोलियम उत्पादों का भंडारण करने वाले फिक्सड रूफ टैंक; और

(iii) 40 मीटर से बड़े व्यास वाले वर्ग 'ग' पेट्रोलियम उत्पादों का भंडारण करने वाले फिक्सड रूफ टैंक।

- (ख) 0.6 पीएसआई से अधिक दबाव पर चलने वाले फिक्सड रूफ टैंक और जहां टैंक नाइट्रोजन या अन्य निष्क्रिय गैस से आच्छादित हैं, वहां सेमी फिक्सड फोम प्रणाली उपलब्ध नहीं कराई जानी चाहिए।
- (ग) 93.3 डिग्री सेल्सियस (200 डिग्री फा.) से ऊपर के तापमान में उच्च-चिपचिपाहट वाले तरल पदार्थों को संग्रहित करने वाले फिक्सड रूफ टैंकों में, फिक्सड फोम प्रणाली प्रदान नहीं की जानी चाहिए। तथापि, ऐसे टैंक नाइट्रोजन या अन्य निष्क्रिय गैस आच्छादित होंगे।

5.3.4 बाहरी फ्लोटिंग रूफ टैंक के लिए स्वचालित सक्रिय रिम सील सुरक्षा प्रणाली:

- (क) वर्ग क पेट्रोलियम उत्पादों का भंडारण करने वाले सभी बाहरी फ्लोटिंग रूफ टैंकों पर स्वचालित सक्रिय रिम सील फायर डिटेक्शन और फोम फ्लडिंग टाइप अग्निशमन प्रणाली प्रदान की जाएगी। प्रणाली के घटकों को राष्ट्रीय या अंतरराष्ट्रीय एजेंसियों द्वारा सूचीबद्ध या अनुमोदित किया जाना चाहिए ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि ऐसी प्रणालियों का उपयोग किया जाए जो सुरक्षा के उच्चतम मानकों को पूरा करती हैं।
- (ख) प्रणाली के डिजाइन के लिए न्यूनतम आवश्यकता अनुलग्नक-4 में दी गई है। यह वर्ग-क उत्पादों का भंडारण करने वाले सभी फ्लोटिंग रूफ टैंकों पर वाटर स्प्रे और सेमी-फिक्स्ड फोम प्रणाली के अतिरिक्त होगी।

5.3.5 एलपीजी या हाइड्रोजन सहित प्रेशराइज्ड भंडारण के लिए स्वचालित वॉटर स्प्रे

- (क) सी4 और लाइटर एंड्स और हाइड्रोजन प्रेशर भंडारण वेसल्स स्वचालित वॉटर स्प्रे प्रणाली के साथ प्रदान किए जाएंगे।
- (ख) एलपीजी बॉटलिंग स्टेशनों, सी4 एवं लाइटर एंड्स लोडिंग या अनलोडिंग गैन्ट्री और सी4 एवं लाइटर एंड्स पंप और सी4 एवं लाइटर एंड्स या हाइड्रोजन कंप्रेसर क्षेत्रों में स्वचालित वॉटर स्प्रे प्रणाली प्रदान की जाएगी।

5.3.6 प्रोसेस यूनिट में वाटर स्प्रे प्रणाली

- (क) प्रोसेस यूनिट क्षेत्रों में खतरनाक स्थानों और उपकरणों के लिए वाटर स्प्रे प्रणाली प्रदान की जाएगी। इनमें से कुछ क्षेत्र नीचे दिए गए हैं, अर्थात्:-
 - (i) 50 एम³ से अधिक तरल धारण क्षमता के बिना इंसुलेशन वाले वेसल और जिनमें वर्ग क या ख ज्वलनशील तरल रखा गया है।
 - (ii) पाइप रैक के तहत पेट्रोलियम उत्पाद वर्ग 'ए' का प्रबंधन करने वाले पंप।
 - (iii) पाइप रैक के तहत ऑटो-इग्निशन तापमान से ऊपर के (उत्पादों का प्रबंधन करने वाले पंप
 - (iv) पाइप रैक या ऊंचे स्थान के ऊपर स्थित हाइड्रोकार्बन

सर्विस में एयर फिन कूलर; और

(v) एलपीजी या हाइड्रोजन या अन्य हाइड्रोकार्बन में प्रोसेस कंप्रेसर।

(ख) 45 मीटर से अधिक ऊंचाई वाले कॉलम के लिए वाटर स्प्रे रिंग या एलिवेटेड मॉनिटर प्रदान किया जाएगा। कंपनी बुनियादी प्रक्रिया नियंत्रण प्रणाली, शामिल जोखिम, इन्सुलेशन की उपस्थिति, लाइसेंसर की सिफारिश, आपातकालीन प्रतिक्रिया की आवश्यकता, प्रदान की गई आपातकालीन प्रतिक्रिया प्रणाली और इसी प्रकार की अन्य आवश्यकताओं के आधार पर 45 मीटर ऊंचाई से अधिक के लिए सुरक्षा की आवश्यकता तय कर सकती है।

5.3.7 इलेक्ट्रिकल स्थापना के लिए वाटर स्प्रे

(क) अग्नि सुरक्षा प्रणाली अनुसूची-4 के खंड 4.8.3.(घ) के अनुसार प्रदान की जाएगी।

5.3.8 कंट्रोल रूम और सैटेलाइट रैक रूम (एसआरआर)

(क) कैबिनेट, बिजली के उपकरण, केबल आदि में रखे बिजली के उपकरणों और उसी प्रकार के अन्य उपकरणों की सुरक्षा के लिए गैस (क्लीन एजेंट या सीओ₂) आधारित स्वचालित आग का पता लगाने और बुझाने की प्रणाली प्रदान की जानी चाहिए।

प्रोसेस कंट्रोल रूम और एसआरआर के लिए स्वच्छ एजेंट या सीओ₂ और अग्नि सुरक्षा प्रणाली के डिजाइन का चयन करते समय लागू एनएफपीए कोड या मानकों का पालन किया जाएगा, जिसमें "कर्मियों को खतरा", विद्युत अनुमोदन तथा पर्यावरण पर क्योटो और मॉन्ट्रियल प्रोटोकॉल और नवीनतम एमओईएफ विनियम के अनुरूप पर्यावरणीय कारकों से संबंधित सुरक्षा दिशानिर्देश शामिल होंगे।

(ख) गैस (क्लीन एजेंट या सीओ₂) आधारित स्वतः आग का पता लगाने और बुझाने की प्रणाली को उन नियंत्रण कक्षों में प्रदान करने की आवश्यकता नहीं है, जो लगातार (24x7 आधार पर) मानवयुक्त है और जहां धुएं का पता लगाने और अलार्म प्रणाली उपयुक्त

रूप से डिजाइन की गई है।

5.3.9 लोडिंग या अनलोडिंग गैन्ट्री

- (क) तेल या सी4 और लाइटर एंड्स लोडिंग या अनलोडिंग टैंक ट्रक और टैंक वैगन गैन्ट्री को वाटर स्प्रे या फोम प्रणाली प्रदान की जाएगी।
- (ख) यदि टीडब्ल्यू गैन्ट्री में स्वचालित फिक्सड वाटर स्प्रे प्रणाली प्रदान की जाती है, तो गैन्ट्री को उपयुक्त संख्या में खंडों में विभाजित किया जाएगा (प्रत्येक खंड की न्यूनतम लंबाई 15 मीटर और 12 मीटर की चौड़ाई होगी) और एक समय में संचालित तीन सबसे बड़े खंडों को पानी की आवश्यकता की गणना के लिए एकल जोखिम के रूप में माना जाएगा। तदनुसार, एक सुरक्षित पहुंचे जा सकने वाले केंद्रीय स्थान अर्थात् प्रभावित क्षेत्र और आसपास के क्षेत्रों से जल छिड़काव प्रणाली को सक्रिय करने का प्रावधान किया जाएगा।

5.4 अग्नि जल प्रणाली

5.4.1 साइट की आवश्यकता के आधार पर, आग बुझाने, आग पर नियंत्रण करने, उपकरणों को ठंडा करने और उपकरणों की सुरक्षा के साथ-साथ ताप विकिरण से कर्मियों की सुरक्षा के लिए पानी का उपयोग किया जाएगा। अग्नि जल प्रणाली में मुख्य घटकों के रूप में अग्नि जल भंडारण, अग्नि जल पंप और वितरण पाइपिंग नेटवर्क के साथ-साथ हाइड्रेंट और मॉनिटर शामिल होंगे।

5.4.2 आधार

इन विनियमों के पैराग्राफ 5.2 में दिए गए डिजाइन मानदंड के अनुसार, किसी स्थापना में अग्नि जल प्रणाली को सुविधा में कहीं भी एक साथ दो जगह आग बुझाने के लिए अग्नि जल प्रवाह की आवश्यकता को पूरा करने या सबसे बड़े फ्लोटिंग रूफ टैंक रूफ सिंकिंग केस के लिए एक जगह आग बुझाने, जिसके लिए सबसे अधिक पानी की मांग की आवश्यकता होती है, के अनुसार डिज़ाइन किया जाएगा।

5.4.3 अग्नि जल प्रवाह दर

- (क) नीचे दर्शाए गए अनुसार विभिन्न वर्गों के लिए गणना की गई सबसे बड़ी प्रवाह दरों में से दो को जोड़ा जाएगा और इसे डिजाइन प्रवाह दर के रूप में लिया जाएगा। प्रमुख अग्नि जल प्रवाह दर की गणना

के लिए डिजाइन का एक उदाहरण अनुलग्नक-1 में दिया गया है।

(ख) टैंक फार्म के लिए अग्नि जल प्रवाह दर निम्नलिखित का योग होगा; अर्थात्:-

- (i) टैंक शेल क्षेत्र के 3 एलपीएम/ एम² की दर से आग लगे टैंक को ठंडा करने के लिए जल प्रवाह की गणना की जाती है।
- (ii) आग लगे टैंक के केंद्र से (आर+30) मीटर के दायरे में आने वाले अन्य सभी टैंकों के लिए टैंक शेल क्षेत्र के 3 एलपीएम/ एम² की दर से जल प्रवाह की गणना की जाती है।
- (iii) आग लगने वाले टैंक के केंद्र से (आर+30) एम के दायरे के बाहर गिरने वाले और उसी डाइक क्षेत्र में स्थित अन्य सभी टैंकों के लिए टैंक शेल क्षेत्र के 1 एलपीएम/ एम² की दर से जल प्रवाह की गणना की जाती है। टैंक की छत के लिए ठंडे पानी की आवश्यकता को उचित खतरे के आकलन के आधार पर फिक्सड प्रणाली या घूमने वाले नोजल के माध्यम से प्रदान किया जा सकता है।
- (iv) एकल सबसे बड़ी शंकु छत या फ्लोटिंग रूफ टैंक (छत के जलमग्न होने के बाद) के लिए झाग बनाने, फिक्सड फोम प्रणाली, जहां प्रदान की गई है या पानी या फोम मॉनिटर के उपयोग द्वारा तेल के जलते हुए सतह क्षेत्र के लिए आवश्यक पानी का प्रवाह। (फोम दरों के लिए इन विनियमों का पैराग्राफ 5.11.9 देखें); और
- (v) पूरक प्रवाह के लिए अग्नि जल प्रवाह दर, एक साथ 4 अलग-अलग हाइड्रेंट आउटलेट और 1 एचवीएलआर मॉनिटर (1000 जीपीएम) के उपयोग पर आधारित होगी। 36 घन मीटर/घंटाके रूप में प्रत्येक हाइड्रेंट आउटलेट की क्षमता और 228 घन मीटर/घंटाके रूप में प्रत्येक एचवीएलआर मॉनिटर की क्षमता 7 कि.ग्रा./ सें. एम.²ग्रा के दबाव पर मानी जाएगी।

(ग) सी4 और लाइटर एंड्स गोलाकार भंडारण क्षेत्र के लिए अग्नि जल प्रवाह दर निम्नलिखित का योग होगा; अर्थात्:-

- (i) आग लगे एलपीजी गोलाकार सिलेंडर को ठंडा करने के लिए गोलाकार सतह क्षेत्र के 10.2 एलपीएम/ एम² की दर से जल प्रवाह की गणना की जाती है।

- (ii) सतह क्षेत्र के 10.2 एलपीएम/ एम² की दर से आग लगे गोलाकार सिलेंडर के मध्य से (आर+30) मीटर के दायरे में आने वाले अन्य सभी क्षेत्रों के लिए जल प्रवाह की गणना की जाती है; और
- (iii) खंड 5.4.3(ख)(v) के तहत दर्शाए गए अनुसार अतिरिक्त धारा के लिए जल प्रवाह को 372 एम³/घंटा माना जाएगा।
- (घ) किसी सबसे बड़ी शंकु छत या फ्लोटिंग रूफ टैंक (छत के जलमग्न होने के बाद) के लिए झाग बनाने, फिक्सड फोम प्रणाली, जहां प्रदान की गई है या पानी या फोम मॉनिटर के उपयोग से तेल के जलते हुए सतह क्षेत्र के लिए आवश्यक पानी का प्रवाह होगा। (फोम दरों के लिए पैराग्राफ 5.11.9 देखें)।
- (ङ) अन्य प्रमुख क्षेत्रों में अग्निशमन के लिए जल प्रवाह दर आवश्यकताओं की गणना इन विनियमों के पैराग्राफ 5.18.5 में दिए गए एलपीएम/ एम² के संदर्भ में मानदंडों के आधार पर की जाएगी।

5.4.4 हैडर दबाव

अग्नि जल नेटवर्क को हर समय कम से कम 7.0 कि.ग्रा./ सें. एम.²ग्रा. के दबाव में और जमीनी स्तर पर हाइड्रॉलिक रूप से दूरस्थ स्थान पर रखा जाना चाहिए। यह दबाव अग्नि जल पंप हाउस या अग्नि नियंत्रण कक्ष में प्रदर्शित किया जाएगा।

5.4.5 जल की भंडारण और प्रतिपूर्ति

(क) अग्नि जल भंडारण

- (i) हाइड्रेंट सर्विस के लिए पानी को किसी भी आसानी से सुगम सतह या भूमिगत पंक्तिबद्ध जलाशय या स्टील, कंक्रीट या चिनाई से निर्मित जमीन के ऊपर स्थित टैंक में संग्रहित किया जाएगा। अग्नि जल भंडारण खतरनाक क्षेत्रों से 60 मीटर से अधिक दूरी पर स्थित नहीं होना चाहिए।
- (ii) सक्शन पॉइन्ट के स्तर से ऊपर जलाशय की प्रभावी क्षमता मुख्य पंपों (स्टैंडबाय पंपों को छोड़कर) की न्यूनतम 4 घंटे की कुल कार्य क्षमता होगी।
- (iii) जहां पानी की प्रतिपूर्ति की दर 50% या अधिक है, इस भंडारण क्षमता को मुख्य पंपों की कुल कार्य क्षमता को 3 घंटे तक कम किया जा सकता है।
- (iv) सफाई और मरम्मत की सुविधा के लिए भंडारण जलाशय दो समान परस्पर जुड़े हुए डिब्बों में होगा। जमीन के ऊपर स्थित स्टील टैंकों के मामले में कम से कम दो टैंक होने चाहिए

- जिनमें से प्रत्येक में आवश्यक क्षमता का 50% होना चाहिए।
- (v) बड़े प्राकृतिक जलाशयों में कुल अग्नि जल की आवश्यकता के 10 गुना से अधिक पानी की क्षमता को अन्लाइन्ड छोड़ा जा सकता है।
 - (vi) इस खंड (क) में ऊपर वर्णित अग्नि जल भंडारण के अलावा, जल भंडारण की कमी की स्थिति में आपातकालीन जल आपूर्ति पर विचार किया जाएगा। अग्नि जल आपूर्ति मीठे पानी के स्रोत जैसे नदी, नलकूप या झील से की जाएगी। जहां ताजे पानी का स्रोत आसानी से उपलब्ध नहीं है, अग्नि जल आपूर्ति समुद्री जल या अन्य स्वीकार्य स्रोत जैसे उपचारित बहिःस्राव जल से हो सकता

है, बशर्ते उपचारित जल की गुणवत्ता अग्निशमन फोम बनने के लिए हानिकारक नहीं होनी चाहिए।

(ख) जल की प्रतिपूर्ति

अग्निशमन के दौरान अग्निशमन जल प्रतिपूर्ति के लिए उपयुक्त प्रावधान रखे जाएंगे। ईटीपी (उपचार के बाद), प्रोसेस कूलिंग वॉटर, नदी और तालाब जैसे विभिन्न स्रोतों से फायर वाटर प्रणाली में पानी को मोड़ने का प्रावधान किया जाना चाहिए।

5.5 फायर वॉटर पंप

5.5.1 फायर वॉटर पंपों का उपयोग विशेष रूप से अग्निशमन उद्देश्यों के लिए किया जाएगा।

5.5.2 पंपों का प्रकार

(क) फायर वॉटर पंप निम्न प्रकार के होंगे; अर्थात्:-

- (i) इलेक्ट्रिक मोटर चालित सेंट्रीफ्यूगल पंप; और
- (ii) डीजल इंजन चालित सेंट्रीफ्यूगल पंप

(ख) पंप क्षैतिज के समानांतर सेंट्रीफ्यूगल टाइप या ऊर्ध्वाधर सबमर्सिबल सेंट्रीफ्यूगल पंप होंगे। प्रत्येक पंप रेटेड हेड के न्यूनतम 65% पर अपनी रेटेड क्षमता का 150% डिस्चार्ज करने में सक्षम होगा। शट-ऑफ हेड

क्षैतिज के समानांतर पंपों के लिए रेटेड हेड के 120% और वर्टिकल सबमर्सिबल प्रकार के पंपों के मामले में 140% से अधिक नहीं होना चाहिए।

- (ग) डीजल चालित पंपों की संख्या पंपों की कुल संख्या (स्टैंडबाय पंपों सहित) की न्यूनतम 50% होनी चाहिए। कुल प्रवाह आवश्यकता का न्यूनतम 50% डीजल चालित पंपों के माध्यम से हर समय उपलब्ध होना चाहिए। बिजली से चलने वाले पंपों को बिजली की आपूर्ति दो अलग-अलग फीडरों से होनी चाहिए।

5.5.3 मुख्य पंपों की क्षमता

मुख्य अग्नि जल पंपों की क्षमता और संख्या अग्नि जल दर के डिजाइन के आधार पर तय की जाएगी, जिसकी गणना इन विनियमों के पैराग्राफ 5.4.3 के अनुसार डिजाइन मानदंड के आधार पर की जाएगी। प्रत्येक पंप की क्षमता 400 घन मीटर/घंटा से कम या 1000 एम3/घंटा से अधिक नहीं होनी चाहिए। क्षमता और हेड की विशेषताओं के संबंध में सभी पंप समान होने चाहिए।

5.5.4 स्टैंडबाय पंप

स्टैंडबाय फायर वॉटर पंपों की न्यूनतम संख्या निम्नानुसार होगी; अर्थात्:-

- (i) यदि कुल कार्यरत पंपों की संख्या 2 तक है, तो अतिरिक्त पंपों की संख्या कम से कम एक होनी चाहिए।
- (ii) यदि कार्यशील पंपों की संख्या 3 से 4 के बीच है, तो स्टैंडबाय पंपों की संख्या कम से कम 2 होगी। 4 से अधिक कार्यरत पंपों के लिए, स्टैंडबाय पंपों की संख्या कम से कम 3 होगी; और
- (iii) ऐसे मामलों में जहां अग्नि जल भंडारण के दो सेट और पंप प्रदान किए जाते हैं, प्रत्येक स्थान पर पंपों की संख्या पाइपिंग नेटवर्क के हाइड्रोलिक विश्लेषण के अनुसार होगी।

5.5.5 जॉकी पंप

- (क) जॉकी पंपों द्वारा अग्नि जल नेटवर्क को न्यूनतम 7.0 कि.ग्रा./सें. एम²ग्राम पर दबाव में रखा जाएगा। न्यूनतम 2 जॉकी पंप (1 कार्यशील प्लस 1 स्टैंडबाय) प्रदान किया जाएगा।
- (ख) प्रणाली में रिसाव और सामान्य दबाव गिरावट के कारण फायर वॉटर हेडर में दबाव की गिरावट की भरपाई के लिए जॉकी पंप होना चाहिए।

- (ग) फायर वॉटर नेटवर्क के हेडर प्रेशर को बनाए रखने के लिए जॉकी पंप को पर्याप्त डिस्चार्ज प्रेशर के साथ संचालित किया जाएगा।
- (घ) फायर वाटर नेटवर्क को डिजाइन करते समय, अग्नि सुरक्षा के लिए स्थिर पंपों की स्थापना एनएफपीए-20 के अनुरूप होनी चाहिए।

5.5.6 फायर वाटर पंपों के लिए बिजली की आपूर्ति

- (क) भरोसेमंद बिजली आपूर्ति सुनिश्चित करने के लिए सब-स्टेशन से केवल फायर वॉटर पंपों को समर्पित एक सीधा फीडर बिछाया जाएगा। डायरेक्ट फीडर लाइन अन्य एचटी केबल के साथ नहीं जानी चाहिए।
- (ख) डीजल इंजन, पंपों के पास या दूरस्थ स्थान पर स्थित पुश बटनों की सहायता से जल्दी शुरू होने वाले प्रकार के होने चाहिए।
- (ग) प्रत्येक डीजल इंजन में पंप के लगातार 6 घंटे चलने के लिए पर्याप्त आकार का एक स्वतंत्र ईंधन टैंक होना चाहिए।
- (घ) मेन फायर वाटर पंप स्वचालित रूप से और क्रमिक रूप से प्रेशर स्विच या पीएलसी के साथ फायर वाटर मेन पर शुरू होंगे। यदि कोई पंप अनुक्रम में शुरू करने में विफल रहा तो प्रणाली स्टैंडबाय पंप के ऑटो स्टार्ट को सुनिश्चित करेगी।

5.5.7 पंपों का स्थान

- (क) आग या विस्फोट के मामले में किसी भी क्षति से बचने के लिए फायर वाटर मेन पंप खतरनाक क्षेत्रों से यथासंभव दूर (60 मीटर से कम नहीं) स्थित होना चाहिए। दबाव की आवश्यकता को बढ़ाने के लिए आवश्यक अग्नि जल बूस्टर पंप, संरक्षित किए जाने वाले खतरे से दूर स्थित होंगे।"

5.6 वितरण नेटवर्क

5.6.1 लूपिंग और रखरखाव

- (क) प्रणाली में बहुआयामी प्रवाह सुनिश्चित करने के लिए फायर वाटर नेटवर्क को बंद लूप में रखा जाना चाहिए। बाकी हिस्सों में प्रवाह को प्रभावित किए बिना नेटवर्क के किसी भी हिस्से के अलग करने के लिए नेटवर्क में आइसोलेशन वाल्व प्रदान किए जाएंगे। आइसोलेशन वाल्व लूप जंक्शनों के पास स्थित होंगे। अतिरिक्त वाल्व उन खंडों में प्रदान किए जाएंगे जहां खंड की लंबाई 300 मीटर से अधिक है।

- (ख) रखरखाव में आसानी के लिए, पंपों के सामान्य डिस्चार्ज हेडर पर एक आइसोलेशन वाल्व प्रदान करके फायर वाटर पंपों को दो समूहों में बांटा जाना चाहिए। फायरवाटर रिंग मेन में उपयुक्त स्थानों पर आइसोलेशन वाल्व के साथ फ्लशिंग कनेक्शन प्रदान किए जाने चाहिए।
- (ग) ब्रांच पाइपिंग के लिए, टेक-ऑफ प्वाइंट पर एक आइसोलेशन वाल्व प्रदान किया जाएगा।
- (घ) अग्नि सुरक्षा या अग्नि रोकथाम के अलावा अन्य उद्देश्यों के लिए फायर वाटर लाइन या प्रणाली से स्थायी कनेक्शन नहीं लिया जाएगा।

5.6.2 ऊपर या भूमिगत नेटवर्क के लिए मानदंड

- (क) फायर वाटर नेटवर्क पाइपिंग सामान्य रूप से तैयार जमीनी स्तर से कम से कम 300 एम. एम. की ऊंचाई पर जमीन के ऊपर रखी जानी चाहिए। मिश्रित सामग्री से निर्मित पाइपों को भूमि के नीचे बिछाया जाना चाहिए और साथ ही, फायर वाटर नेटवर्क पाइपिंग को जमीनी स्तर के नीचे निम्नलिखित स्थानों पर बिछाया जाएगा;अर्थात्:-
 - (i) सड़क चौराहों।
 - (ii) ऐसे स्थान जहां जमीन के ऊपर की पाइपिंग के संचालन और वाहन की आवाजाही में बाधा उत्पन्न होने की संभावना है, और यांत्रिक रूप से क्षतिग्रस्त हो सकती है;और
 - (iii) जहां फ्रॉस्ट बनने के संभावना हो, रिंग मेन प्रणाली को फ्रॉस्ट लेयर के नीचे भूमिगत किया जाएगा।

5.6.3 भूमिगत पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा

जहां पाइप भूमि के नीचे बिछाए जाते हैं वहां निम्नलिखित सुरक्षा प्रदान की जाएगी;अर्थात्:-

- (i) मेन में खुले मैदान में कम से कम एक मीटर अर्थ कुशन और सड़कों के नीचे 1.5 मीटर अर्थ कुशन होगा। क्रेन के आवाजाही वाले क्षेत्रों के मामले में, पाइपों को कंक्रीट या स्टील के आवरण से संरक्षित किया जाना चाहिए।
- (ii) मेन्स को उपयुक्त कोटिंग या रैपिंग या कैथोडिक सुरक्षा विधि द्वारा मिट्टी के क्षरण से सुरक्षा प्रदान की जाएगी;और
- (iii) पाइप लाइन के नीचे पाइप का सहारा मिट्टी की स्थिति के लिए उपयुक्त होगा।

5.6.4 जमीन के ऊपर पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा

जहां पाइप जमीन के नीचे बिछाए जाते हैं, वहां निम्नलिखित सुरक्षा प्रदान की जाएगी;अर्थात्:-

- (i) फायरवाटर मेन्स को सड़क के किनारे स्वतंत्र स्लीपरों पर बिछाया जाएगा और उन्हें सामान्य स्लीपरों पर प्रोसेस पाइपिंग के साथ नहीं बिछाया जायेगा ।
- (ii) मेन्स को नियमित अंतराल पर स्पोर्ट दिया जाना चाहिए जो 6 मीटर से अधिक नहीं होना चाहिए और उन्हें 150 एम. एम. से कम व्यास वाले पाइपों के लिए इसे हर 3 मीटर पर स्पोर्ट दिया जाना चाहिए;और
- (iii) जमीन के ऊपर के हिस्से के लिए प्रणाली का थर्मल विस्तार की दृष्टि से लचीलेपन के लिए विश्लेषण किया जाएगा और अच्छी इंजीनियरिंग प्रथा के अनुसार आवश्यक विस्तार लूप प्रदान किए जाएंगे।

5.6.5 फायर वॉटर नेटवर्क का आकरण और हाइड्रोलिक विश्लेषण

- (क) नेटवर्क का हाइड्रोलिक विश्लेषण किया जाएगा और साथ ही, जब भी संयंत्र और सुविधाओं के जुड़ने या नेटवर्क के व्यापक विस्तार के कारण फायर वॉटर की मांग बढ़ती है, तो नए सिरे से हाइड्रोलिक विश्लेषण भी किया जाएगा।
- (ख) फायर वॉटर वितरण रिंग में डिजाइन जल दर के 120% के आकार का होगा। किसी आपात स्थिति में पानी की आवश्यकताओं का सबसे वास्तविक तरीका जानने के लिए डिजाइन प्रवाह दरों को नोडल पॉइन्ट पर वितरित किया जाएगा।
- (ग) नेटवर्क के डिजाइन के लिए प्रवाह आवश्यकताओं के कई संयोजन अपनाए जाएंगे। फ्लोटिंग रूफ टैंक के लिए पानी की बड़ी आवश्यकता के लिए, टैंक फार्म के आसपास के नेटवर्क को उपयुक्त रूप से डिजाइन किया जाएगा।

5.6.6 फायर हाइड्रेंट

फायर वॉटर हाइड्रेंट फायर वॉटर नेटवर्क पर प्रदान किए जाएंगे (विवरण के लिए इन विनियमों के पैराग्राफ 5.7 देखें)। इनमें से प्रत्येक कनेक्शन

को स्वतंत्र आइसोलेशन वाल्व के साथ प्रदान किया जाना चाहिए। इन विनियमों के पैराग्राफ

5.7.1 देखें।

5.6.7 फिक्सड वॉटर मॉनिटर

फायर वॉटर नेटवर्क पर फिक्सड वॉटर मॉनिटर प्रदान किए जाएंगे (विवरण के लिए इन विनियमों के पैराग्राफ 5.7 देखें)। इनमें से प्रत्येक कनेक्शन को स्वतंत्र आइसोलेशन वाल्व प्रदान किया जाएगा।

5.6.8 विन्यास

- (क) फायर वॉटर मेन इमारतों या डाइक क्षेत्रों, उपकरण या ढांचों की नींव से नहीं गुजरेंगे।
- (ख) डाइक क्षेत्र के अंदर हाइड्रेंट या मॉनिटर स्थित नहीं होने चाहिए।

5.7 हाइड्रेंट और मॉनिटर - विवरण

5.7.1 हाइड्रेंट

- (क) परिसर के विभिन्न वर्गों में आग के खतरों को ध्यान में रखते हुए हाइड्रेंट को लगाया जाना चाहिए और सबसे प्रभावी सेवा प्रदान की जानी चाहिए। खतरनाक क्षेत्रों के मामले में यूनिट बैटरी सीमा की परिधि पर फायर वॉटर हेडर के साथ प्रत्येक 30 मीटर के लिए कम से कम एक हाइड्रेंट पोस्ट प्रदान किया जाएगा। उपयोगिताओं और गैर-संयंत्र भवनों की रक्षा करने वाले हाइड्रेंट को 45 मीटर के अंतराल पर लगाया जाना चाहिए। होज कनेक्शन के साथ हाइड्रेंट की क्षैतिज के समानांतर सीमा और कवरेज को 45 मीटर से अधिक नहीं माना जाएगा।
- (ख) हाइड्रेंट भंडारण टैंक या सुरक्षा के तहत खतरनाक उपकरण की परिधि से न्यूनतम 15 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए। प्रक्रिया संयंत्रों के लिए हाइड्रेंट का स्थान सभी क्षेत्रों के कवरेज के आधार पर तय किया जाएगा। भवनों के मामले में, यह दूरी भवन के अग्रभाग से 5 मीटर से कम और 15 मीटर से अधिक नहीं होगी। भवनों के भीतर हाइड्रेंट का प्रावधान आईएस-3844 के अनुसार होगा।
- (ग) जहां तक संभव हो आसान पहुंच के लिए हाइड्रेंट या मॉनिटर सड़क किनारे पटरी के साथ स्थित होने चाहिए। यदि शाखा कनेक्शन के साथ हाइड्रेंट या मॉनिटर स्थापित हैं तो पहुंच के लिए

- सड़क या प्रक्रिया क्षेत्र से उपयुक्त पहुंच मार्ग प्रदान किया जाएगा।
- (घ) 4" व्यास के स्टैंड पोस्ट पर दो सिंगल हेडेड (टाइप-ए) हाइड्रेंट का उपयोग किया जाएगा। सभी हाइड्रेंट आउटलेट जमीन स्तर से काम करने योग्य लगभग 1.2 मीटर की ऊंचाई पर स्थित होंगे।

5.7.2 मॉनिटर

- (क) कॉलम, हीटर, गैसीफायर और उसी प्रकार के अन्य उपकरण समूह की सुरक्षा के लिए मॉनिटर महत्वपूर्ण स्थानों पर लगे होंगे, और जहां उच्च स्तर तक पहुंचना संभव नहीं है। प्रत्येक ऐसे क्षेत्र की सुरक्षा के लिए कम से कम 2 मॉनिटर प्रदान किए जाएंगे। हीटरों की सुरक्षा के लिए वॉटर मॉनिटर लगाए जाने चाहिए ताकि आपातकालीन स्थिति में हीटर को शेष संयंत्र से अलग किया जा सके।
- (ख) प्रोसेस यूनिट से भट्टियों में हाइड्रोकार्बन वाष्पों के प्रवेश को रोकने के लिए वॉटर कर्टन नोज़ल लगाए जाने चाहिए।
- (ग) कॉलम की सुरक्षा के लिए इसकी लंबवत पहुंच बढ़ाने के लिए मॉनिटरों को ऊंचे प्लेटफॉर्म पर रखा जा सकता है। इस तरह के मॉनिटर के लिए ऑपरेटिंग वाल्व को आवश्यकता के दौरान इसके संचालन के लिए ग्रेड स्तर पर रखा जाना चाहिए।
- (घ) लक्षित वस्तु पर पानी को निर्देशित करने के साथ-साथ आग की ओर जाने वाले दमकल कर्मियों को जल कवच प्रदान करने के लिए मॉनिटर स्थित होने चाहिए। मॉनिटर को संरक्षित किए जाने वाले उपकरण या सुविधाओं से कम से कम 15 मीटर की दूरी पर स्थापित किया जाना चाहिए।
- (ङ) मॉनिटर की आवश्यकता शामिल खतरों और लेआउट विचारों के आधार पर तय की जाएगी।
- (च) फिक्स्ड एचवीएलआर मॉनिटरों के स्थान की योजना इस तरह से बनाई जानी चाहिए कि इन मॉनिटरों का मूल उद्देश्य पूरा हो जाए और मॉनिटरों के थ्रो को लक्षित वस्तु पर सुरक्षित रूप से पहुंचा दिया जाए। मॉनिटर का स्थान संरक्षित किए जाने वाले खतरे से मॉनिटर की क्षैतिज के समानांतर सीमा से अधिक नहीं होना चाहिए।
- (छ) आपातकाल के दौरान पहचान में आसानी के लिए मॉनिटरों को चमकीले रंग से रंगा जाना चाहिए।

5.7.3 तकनीकी संरचनाओं के प्रत्येक तल पर हाइड्रेंट के साथ शुष्क या आर्द्र राइजर प्रदान किए जाने चाहिए।

5.7.4 फिक्स्ड या मोबाइल अधिक मात्रा वाले लंबी दूरी के वॉटर-सह-फोम मॉनिटर।

- (क) फिक्स्ड या मोबाइल अधिक मात्रा वाले लंबी दूरी के वॉटर-सह-

फोम मॉनिटर (क्षमता 1000 जीपीएम और ऊपर) प्रदान किए जाएंगे। यह एक मोबाइल सिस्टम या मैनुअल रूप से या रिमोट मोड में संचालित एक फिक्सड सिस्टम हो सकता है।

- (ख) मोबाइल एचवीएलआर मॉनिटर, यदि उपयोग किया जाता है, तो परिवर्तनीय प्रवाह प्रकार का होना चाहिए। मोबाइल अग्निशमन प्रणाली को स्थापना में सबसे बड़े फ्लोटिंग रूफ टैंक की पूरी सतह की आग बुझाने के लिए डिज़ाइन किया जाएगा। फोम संभारतंत्र, जल आपूर्ति और उसी प्रकार के अन्य उपकरणों को तदनुसार डिज़ाइन किया जाएगा और उपलब्ध किया जाएगा। मोबाइल एचवीएलआर को प्रभावी ढंग से संचालित करने के लिए प्रशिक्षित जनशक्ति चौबीसों घंटे उपलब्ध होगी।
- (ग) मोबाइल मॉनिटर की संख्या और क्षमता ऐसी होनी चाहिए कि एनएफपीए-11 के अनुसार स्थापना में सबसे बड़े फ्लोटिंग रूफ टैंक की पूरी सतह टैंक में लगी आग के लिए मॉनिटर से फोम अनुप्रयोग दर (8.1 एलपीएम/एम²) की आवश्यकता को पूरा करेगी।
- (घ) टैंक फार्म क्षेत्र के लिए फिक्सड एचवीएलआर मॉनिटर प्रदान करने के लिए निम्नलिखित मानदंडों का पालन किया जाएगा; अर्थात्:-
 - (i) फिक्सड या मोबाइल टाइप परिवर्तनीय प्रवाह मॉनिटर इस तरह से प्रदान किए जाएंगे कि स्थापना में सभी टैंक फोम थ्रो क्षैतिज सीमा के भीतर हों; और
 - (ii) मॉनिटर की संख्या और क्षमता इस तरह प्रदान की जाएगी कि मॉनिटर से फोम अनुप्रयोग दर एनएफपीए-11 के अनुसार पूर्ण सतह टैंक में लगी आग के लिए फोम अनुप्रयोग दर (न्यूनतम 8.1 एलपीएम/एम²) की आवश्यकता को पूरा करे।
- (ड.) कुल फोम घोल आवश्यकता का निर्धारण करने के लिए, हवा और अन्य कारकों से होने वाली संभावित फोम हानि पर विचार किया जाएगा।

5.7.5 फिक्सड या मोबाइल उच्च मात्रा वाले लंबी दूरी के वॉटर मॉनिटर

- (क) परिवर्तनीय प्रवाह के साथ फिक्सड या मोबाइल उच्च मात्रा वाले लंबी दूरी के वॉटर मॉनिटर (क्षमता 1000 जीपीएम और ऊपर) प्रदान किए जाएंगे
 - (i) अगम्य क्षेत्र जैसे कॉलम, रिएक्टर,
 - (ii) सीसीआरयू, डीएचडीएस, एचसीयू, हाइड्रोजन, एफसीसीयू,

डीसीयू, सीडीयू जैसी महत्वपूर्ण यूनिटों में;और

(iii) उच्च स्थानों पर महत्वपूर्ण उपकरण (45 मीटर से ऊपर)

(ख) इसे या तो रिमोट या मैनुअल मोड में संचालित किया जाएगा। एचवीएलआर मॉनीटरों को बीआईएस, यूएल या एफएम जैसे राष्ट्रीय या अंतरराष्ट्रीय प्रमाणीकरण द्वारा सूचीबद्ध या अनुमोदित किया जाना चाहिए। इलेक्ट्रिकल या हाइड्रोलिक रिमोट-कंट्रोल तंत्र खतरनाक क्षेत्र वर्गीकरण के अनुरूप होगा।

5.7.6 होज बॉक्स या स्टेशन

हाउसिंग होसेस और नोजल के लिए महत्वपूर्ण स्थानों पर होज बॉक्स या स्टेशनों का प्रावधान किया जाना चाहिए।

5.7.7 गैन्ट्री क्षेत्र के लिए वॉटर-सह-फोम मॉनिटर

(क) टैंक वैगन और टैंक लॉरी लोडिंग या अनलोडिंग गैन्ट्री क्षेत्र को जेट, स्प्रे और फॉग व्यवस्था के लिए बहुउद्देश्यीय संयोजन नोजल वाले वैकल्पिक वॉटर-सह-फोम मॉनिटर और गैन्ट्री के दोनों ओर 30 मीटर की दूरी पर स्थित फॉयर हाइड्रेंट के साथ प्रदान किया जाएगा। ये मॉनिटर राष्ट्रीय या अंतरराष्ट्रीय प्रमाणन जैसे बीआईएस, यूएल या एफएम की पुष्टि करेंगे।

(ख) यह उपर्युक्त खंड (क) में निहित प्रावधान 5.9.2 में दी गई वॉटर स्प्रे आवश्यकता के अतिरिक्त है।

5.8 सामग्री विनिर्देश

5.8.1 ताजे पानी का उपयोग कर फायर वॉटर प्रणाली के लिए आवश्यक सभी सामग्री अनुमोदित प्रकार की होनी चाहिए जैसा कि नीचे उल्लेख किया गया है;अर्थात्:

(क) पाइपें: आईएस: 3589, आईएस: 1239 के अनुसार कार्बन स्टील या एपीआई 15एलआर, एपीआई 15 एचआर या इसके समकक्ष के अनुसार मिश्रित सामग्री का उपयोग किया जाएगा;और

(i) यदि खारे पानी या उपचारित बहिस्राव पानी का उपयोग किया जाता है, तो स्टील पाइपों का फायर वॉटर मेन, आंतरिक रूप से सीमेंट मोर्टार से ढका हुआ या ग्लास प्रबलित एपॉक्सी लेपित या पानी की गुणवत्ता के लिए उपयुक्त पाइप सामग्री से बना होगा। वैकल्पिक रूप से,

- मिश्रित सामग्री से बने पाइपों का उपयोग किया जाएगा।
फायर मेन लाइन के लिए सामग्री का चयन, पानी की गुणवत्ता या अशुद्धियों पर विचार करके किया जाएगा;और
- (ii) अग्नि जल सेवाओं के लिए कास्ट आयरन पाइप का उपयोग नहीं किया जाएगा।

(ख) आइसोलेशन वाल्व: कास्ट स्टील वाल्व का उपयोग यूनिट क्षेत्रों, ऑफसाइट और फायर वाटर पंप स्टेशनों सहित सभी क्षेत्रों में किया जाएगा;और
खुले या बंद संकेत वाले आइसोलेशन वाल्व राइजिंग स्पिंडल प्रकार के होंगे और गेट वाल्व 16" से अधिक गियर तंत्र के साथ प्रदान किए जाने चाहिए।

(ग) हाइड्रेंट:

- (i) स्टैंडपोस्ट: कार्बन स्टील
(ii) आउटलेट वाल्व: गनमेटल या एल्युमिनियम लैंडिंग वाल्व: स्टेनलेस स्टील या एल्युमिनियम-जिंक मिश्र धातु या गन मेटल।

(घ) मॉनिटर:

- (i) वाटर मॉनिटर: कार्बन स्टील या गन मेटल; स्टेनलेस स्टील या एनोडाइज्ड एल्यूमीनियम
(ii) नोजल: स्टेनलेस स्टील, पीतल या एनोडाइज्ड एल्यूमीनियम
(iii) फायर होज: आईएस 636 के अनुसार बिना छिद्र वाला लचीला अग्निशमन डिलीवरी होज।

(ड.) भूमिगत मेन्स के मामले में, आइसोलेशन वाल्व जमीन के ऊपर जहां तक संभव हो अन्यथा आरसीसी या ईट चिनाई कक्ष में स्थित होना चाहिए।

(च) जमीन के ऊपर फायर वाटर मेन और फायर हाइड्रेंट स्टैंडपोस्ट को जंग रोधी "फायर रेड" पेंट शेड 536 आईएस: 5 के साथ पेंट किया जाएगा।

(छ) वाटर मॉनिटर और होज बॉक्स को भी आईएस:5 के "फायर रेड" शेड 536 में पेंट किया जाएगा।

(ज) जंग लगने वाले क्षेत्रों में जंग-रोधी पेंट का इस्तेमाल किया जाएगा।

5.9 फिक्सड वाटर स्प्रे सिस्टम

5.9.1 सामान्य

यह एक फिक्सड पाइप प्रणाली है जो पानी की आपूर्ति के एक विश्वसनीय स्रोत से जुड़ी हुई है और संरक्षित क्षेत्र की सतह पर विशिष्ट जल डिस्चार्ज और वितरण के लिए वॉटर स्प्रे होज से लैस है। पाइपिंग प्रणाली स्वचालित रूप से या मैन्युअल रूप से सक्रिय वाल्व के माध्यम से हाइड्रेंट प्रणाली जल आपूर्ति से जुड़ी होती है जो पानी के प्रवाह को शुरू करती है; और

- (i) उच्च खतरे वाले क्षेत्रों में जहां पानी के तत्काल उपयोग की आवश्यकता होती है, वहां फिक्सड वॉटर स्प्रे प्रणाली प्रदान की जानी चाहिए; और
- (ii) जल आपूर्ति पैटर्न और उनकी सघनता का चयन आवश्यकता के अनुसार किया जाएगा। तापमान वृद्धि के कारण ज्वलनशील तरल पदार्थ या गैसों के किसी भी कंटेनर की संभावित विफलता से पहले जोखिम सुरक्षा के लिए फायर वाटर स्प्रे प्रणाली को संचालित करने के लिए डिज़ाइन किया जाएगा। इसलिए, प्रणाली को कम से कम समय के भीतर प्रभावी वॉटर स्प्रे को डिस्चार्ज करने के लिए डिज़ाइन किया जाएगा।

5.9.2 वॉटर स्प्रे अनुप्रयोग दरें

- (क) सामान्य मार्गदर्शन के लिए जैसा कि इस पैराग्राफ के बाद के खंडों में निर्दिष्ट है निम्नलिखित वॉटर स्प्रे अनुप्रयोग दरों की सिफारिश की जाती है और इन दरों की प्रत्येक मामले के आधार पर समीक्षा की जानी चाहिए और जरूरत पड़ने पर इन्हें बढ़ाया जाना चाहिए। टैंकों या वेसलों के अलावा अन्य मामलों के लिए स्प्रे अनुप्रयोग के लिए पानी की दर की गणना करते समय, क्षेत्र को उपयुक्त खंडों में विभाजित किया जाना चाहिए ताकि स्प्रे अनुप्रयोग के लिए अधिकतम पानी की आवश्यकता 1200 एम³/घंटा से अधिक न हो।
- (ख) अनुप्रयोग क्षेत्र वॉटर अनुप्रयोग दर
 - (i) वायुमंडलीय भंडारण टैंक: आग लगे टैंक के लिए टैंक शेल क्षेत्र का 3 एलपीएम/एम²। उसी डाइक क्षेत्र के आग लगे टैंक के मध्य से (आर+30) एम के भीतर स्थित टैंकों के लिए जोखिम सुरक्षा हेतु टैंक शेल क्षेत्र का 3 एलपीएम/एम²

- (ii) एक ही डाइक क्षेत्र के भीतर आग लगे टैंक के मध्य से (आर+30) मीटर बाहर लगे टैंकों के लिए जोखिम सुरक्षा हेतु टैंक शेल क्षेत्र का 1 एलपीएम/एम²।
- (ग) प्रेशर भंडारण वेसल: शेल एरिया प्रोसेस यूनिट क्षेत्र का 10.2 एलपीएम/एम² और
 - (i) पंप या कंप्रेसर (वाष्पशील उत्पाद सर्विस): 20.4 एलपीएम/एम²
 - (ii) कॉलम, वेसल्स, एक्सचेंजर और अन्य अत्यंत खतरनाक क्षेत्र: 10.2 एलपीएम/एम²
- (घ) सी4 और लाइटर एंड्स वाला पंप हाउस: 20.4 एलपीएम/एम²
- (ङ.) सी4 और लाइटर एंड्स टैंक ट्रक और टैंक वैगन लोडिंग या अनलोडिंग गैन्ट्री: 10.2 एलपीएम/एम²
- (च) एलपीजी बॉटलिंग संयंत्र:
 - (i) हिंडोला मशीन 10.2 एलपीएम/एम²
 - (ii) भरा हुआ सिलेंडर भंडारण 10.2 एलपीएम/एम²
 - (iii) खाली सिलेंडर भंडारण 10.2 एलपीएम/एम² और
 - (iv) एलपीजी सिलेंडर कोल्ड रिपेयर शेड: 10.2 एलपीएम/एम²
- (ज) तेल टैंक ट्रक और टैंक वैगन लोडिंग या अनलोडिंग गैन्ट्री: 10.2 एलपीएम/एम²
- (झ) ट्रांसफॉर्मर: 10.2 एलपीएम/एम²

5.10 फिक्स्ड जल छिड़काव प्रणाली

- 5.10.1 फिक्स्ड जल छिड़काव प्रणाली एक फिक्स्ड पाइप आवश्यकता अनुरूप प्रणाली है, जिसमें फ्यूजिबल बल्ब वाले स्प्रिंकलर लगे होते हैं। प्रत्येक स्प्रिंकलर रिसर या प्रणाली में एक नियंत्रण वाल्व और प्रणाली के संचालन के लिए अलार्म को सक्रिय करने हेतु एक उपकरण शामिल होता है। प्रणाली आमतौर पर आग की गर्मी से सक्रिय होता है और स्वचालित रूप से आग क्षेत्र पर पानी का डिस्चार्ज करता है।
- 5.10.2 जब खतरे इमारतों के अंदर स्थित होते हैं तो स्प्रिंकलर प्रणाली का उपयोग आग बुझाने के लिए किया जाता है।
- 5.10.3 कुछ उदाहरण हैं:
 - (क) बेसमेंट में कार पार्किंग
 - (ख) दहनशील और ज्वलनशील सामग्री का भंडारण करने वाला भवन या

शेड।

- 5.10.4 स्प्रिंकलर प्रणाली के लिए पानी संयंत्र फायर हाइड्रेंट प्रणाली से टैप किया जाएगा, जिसके डिजाइन में सबसे बड़े स्प्रिंकलर स्थापना की प्रवाह आवश्यकता शामिल होनी चाहिए।
- 5.10.5 स्प्रिंकलर स्थापना के लिए डिजाइन का प्रवाह खतरे के प्रकार और ढेर भंडारण की ऊंचाई पर निर्भर करेगा।
- 5.10.6 फिक्सड जल छिड़काव प्रणाली के संचालन का न्यूनतम डिजाइन घनत्व और अनुमानित क्षेत्र आईएस 15105 या एनएफपीए 13 में दिए गए खतरनाक क्षेत्र अधिवास वर्गीकरण के अनुसार होगा।

5.11 फोम प्रणाली

- 5.11.1 कुशल और प्रभावी फोम वितरण प्रणाली आग को नियंत्रित करने में इसकी उपयोगिता के कारण एक महत्वपूर्ण उपकरण है।

5.11.2 फोम का उपयोग द्वारा फ्लोटिंग रूफ टैंक सुरक्षा

(क) सेमी-फिक्स्ड फोम प्रणाली का उपयोग करके सुरक्षा: फ्लोटिंग रूफ टैंक के लिए, छत के रिम सील को कवर करने के लिए फोम डैम पर फोम डाला जाएगा। फ्लोटिंग रूफ टैंक सुरक्षा के लिए फोम प्रणाली की विशेषताएं निम्नानुसार होंगी; अर्थात्:-

- (i) प्रणाली को यथोचित कम अवधि में जलती हुई सतह पर फोम की चादर बनाने के लिए डिज़ाइन किया जाना चाहिए।
- (ii) विकिरण ताप के विनाशकारी प्रभावों को दूर करने के लिए पर्याप्त उच्च दर पर लगातार जलते क्षेत्र पर फोम लगाया जाएगा।
- (iii) फोम बनाने वाले या फोम डालने वाले 600 एम. एम. फोम बांध की ऊंचाई के आधार पर शेल परिधि पर 24 मीटर से अधिक दूर स्थित नहीं होंगे। फोम डैम की ऊंचाई धातु की द्वितीयक सील के शीर्ष से कम से कम 51 एम. एम. ऊपर होनी चाहिए।
- (iv) फोम डालने के लिए कम से कम दो पाउरर प्रदान किए जाएंगे; और
- (v) 93.3° सेल्सियस (200° फ़ा.) से ऊपर के तापमान में उच्च-चिपचिपापन वाले तरल पदार्थों को संग्रहित करने वाली फिक्सड रूफ के टैंकों में, फिक्सड फोम प्रणाली प्रदान

करने की आवश्यकता नहीं है। तथापि, ऐसे टैंक नाइट्रोजन या अन्य निष्क्रिय गैस से आच्छादित होंगे।

5.11.3 स्वचालित सक्रिय फोम फ्लडिंग प्रणाली के उपयोग द्वारा सुरक्षा:

- (क) फोम फ्लडिंग प्रकार की एक स्वचालित रिम-सील सुरक्षा प्रणाली का प्रावधान इन विनियमों के पैरा 5.3.4 और अनुलग्नक-4 में उल्लिखित विवरण के अनुरूप होगा।

5.11.4 फोम के उपयोग द्वारा फिक्स्ड रूफ टैंक संरक्षण

- (क) फोम कन्वेइंग प्रणाली में फ्लोटिंग रूफ टैंक के समान विशेषताएं होंगी, सिवाय इसके कि फोम डिस्चार्ज आउटलेट से पहले वाष्प सील कक्ष की आवश्यकता होती है।
- (ख) फिक्स्ड रूफ सुरक्षा के लिए फोम प्रणाली की विशेषताएं इस प्रकार होंगी;अर्थात:-

- (i) फोम कन्वेइंग पाइपिंग प्रणाली में वाष्प के प्रवेश को रोकने के लिए वाष्प सील कक्ष को एक प्रभावी और टिकाऊ सील प्रदान की जाएगी, जो कम दबाव में नाजुक होगी।
- (ii) जहां दो या अधिक वाष्प सील कक्षों की आवश्यकता होती है, उन्हें टैंक की परिधि में समान दूरी पर स्थान दिया जाएगा और प्रत्येक डिस्चार्ज आउटलेट का आकार लगभग समान दर पर फोम देने के लिए होगा।
- (iii) टैंकों में फोम डिस्चार्ज आउटलेट्स या वाष्प सील चैंबर उपलब्ध कराए जाने चाहिए जैसा कि नीचे उल्लेख किया गया है;अर्थात:-

टैंक व्यास एम. में	फोम डिस्चार्ज आउटलेट की न्यूनतम संख्या
20 तक	2
>20 से 25 तक	3
>25 से 30 तक	4
>30 से 35 तक	5
>35 से 40 तक	6
>40 से 45 तक	8
>45 से 50 तक	10

;और

(iv) फोम डिस्चार्ज आउटलेट की संख्या का अनुमान

एडज्यूकेटर के 7 कि.ग्रा./सें. एम²जी अपस्ट्रीम के दबाव पर 1000 एलपीएम की पोरर क्षमता पर आधारित है। इसे इन विनियमों के पैराग्राफ 5.11.2 (क) (iii) के अनुसार विभिन्न वाष्प सील कक्ष क्षमता के लिए उपयुक्त रूप से समायोजित किया जा सकता है।

5.11.5 फोम का उपयोग करके फ्लोटिंग-सह-फिक्स्ड रूफ टैंक सुरक्षा

- (क) फिक्स्ड रूफ टैंक के लिए आवश्यकतानुसार सुरक्षा सुविधाएं प्रदान की जाएंगी।
- (ख) खुले निकास वाले जियोडेसिक रूफ टैंक में अग्निशमन के लिए फोम प्रणाली इन विनियमों के पैराग्राफ 5.11.2 (क) में उल्लिखित प्रावधानों के अनुरूप होगी। गैस टाइट जियोडेसिक रूफ में अग्निशमन के लिए फोम प्रणाली पैराग्राफ 5.11.2 (क) में उल्लिखित प्रावधानों के अनुरूप होगा।

5.11.6 फोम के उपयोग द्वारा डाइक क्षेत्र, बिखराव या ऑयल सेपरेटर सुरक्षा

- (क) डाइक क्षेत्र, बिखराव और ऑयल सेपरेटर में आग को बुझाने के लिए पोर्टेबल मॉनिटर, मध्यम विस्तार फोम जनरेटर या फोम होज स्ट्रीम पर विचार किया जाएगा।
- (ख) फोम जनरेटर की संख्या और क्षमता इसके अनुप्रयोग के 15 मिनट के भीतर पूरे डाइक क्षेत्र को कवर करने पर विचार करके तय की जाएगी।

5.11.7 फोम अनुप्रयोग दर

- (क) प्राथमिक सुरक्षा के लिए न्यूनतम वितरण दर इस धारणा के आधार

पर है कि सभी फोम संरक्षित क्षेत्र तक पहुँचती है, इस पैराग्राफ 5.11.7 के बाद के खंडों में जैसा कि नीचे उल्लेख किया गया है, अर्थात:-

- (ख) कुल घोल प्रवाह आवश्यकताओं को निर्धारित करने में, हवा और अन्य कारकों से संभावित फोम हानियों पर विचार किया जाएगा।
- (ग) तरल हाइड्रोकार्बन युक्त शंकु रूप टैंकों के लिए, फोम घोल वितरण दर संरक्षित किए जाने वाले टैंक के तरल सतह क्षेत्र का कम से कम 5 एलपीएम/एम² होना चाहिए।
- (घ) फ्लोटिंग रूप टैंकों के लिए तरल हाइड्रोकार्बन फोम घोल वितरण दर सील क्षेत्र के कम से कम 12 एलपीएम/एम² होनी चाहिए, जिसमें फोम बांध की ऊंचाई संरक्षित किए जाने वाली टंकी की 600 एम. एम. होनी चाहिए।
- (ङ) फ्लोटिंग रूप के जलमग्न होने के मामले में, ली जाने वाली दर तरल सतह क्षेत्रों का 8.1 एलपीएम/एम² होनी चाहिए।

5.11.8 फोम डिस्चार्ज की अवधि

- (क) उपकरण निम्नलिखित न्यूनतम अवधि के लिए निर्दिष्ट वितरण दरों पर प्राथमिक सुरक्षा प्रदान करने में सक्षम होंगे, अर्थात:-
 - (i) तरल हाइड्रोकार्बन वाले टैंक - वर्ग 'ग' पेट्रोलियम - 30 मिनट।
 - (ii) वर्ग 'क' और वर्ग 'ख' वाले पेट्रोलियम या उनके प्लैश प्वाइंट से ऊपर गर्म किए गए तरल पदार्थ - 65 मिनट; और
 - (iii) जहां प्रणाली का प्राथमिक उद्देश्य छलकने से लगने वाली आग की सुरक्षा के लिए है - 30 मिनट।

5.11.9 फोम मात्रा की आवश्यकता

- (क) फोम कंपाउंड भंडारण की गणना डिजाइन मानदंड और नीचे दिए गए अनुसार होनी चाहिए; अर्थात:-
 - (i) एकल सबसे बड़े टैंक में लगी आग को बुझाने के लिए फोम घोल की कुल मात्रा की गणना 65 मिनट की न्यूनतम अवधि के लिए इस पैराग्राफ के 5.11.9(क) खंड(i), (ii) और (iii) के तहत नीचे दिए गए कुल योग के रूप में की जानी चाहिए। आवश्यक फोम यौगिक की मात्रा की गणना 1%, 3% या 6% कान्सन्ट्रेट को ध्यान में रखते हुए की जानी चाहिए।

- (ii) एकल सबसे बड़े शंकु रूफ टैंक की तरल सतह के लिए 5 एलपीएम/एम² की दर से या एकल सबसे बड़े फ्लोटिंग रूफ टैंक के रिम सील क्षेत्र के 12 एलपीएम/एम² की दर से या 8.1 एलपीएम/एम² की दर से फोम घोल अनुप्रयोग रूफ सिंकिंग केस के लिए सबसे बड़े फ्लोटिंग रूफ टैंक की तरल सतह का एम², जो भी अधिक हो, होनी चाहिए। (नमूना गणना के लिए अनुलग्नक-3 देखें)
- (iii) 2400 एलपीएम फोम घोल क्षमता का एक पोर्टेबल फोम मॉनिटर; और
- (iv) 1140 एलपीएम फोम घोल की क्षमता के साथ फोम की दो होज धाराएं। फोम यौगिक आवश्यकता की गणना दर्शाने वाला एक विशिष्ट उदाहरण अनुलग्नक-2 में दिया गया है।

5.11.10 फोम यौगिक भंडारण

- (क) फोम कंपाउंड को 200 या 210 लीटर क्षमता बैरल में या प्रोटीन, एफएफएफपी, फ्लोरोप्रोटीन या एफएफएफएफ या एआर-एफएफएफ के मामले में 1000 लीटर कुल कंटेनर में संग्रहित किया जाना चाहिए। फोम कंपाउंड को आपातकाल के दौरान फोम टैंडर या नर्सर को जल्दी भरने के लिए उपयुक्त क्षमता के ओवरहेड भंडारण टैंक में भी संग्रह किया जा सकता है।
- (ख) प्रयुक्त फोम यौगिक का प्रकार प्रोटीन या फ्लोरो-प्रोटीन या एफएफएफ या एआर-एफएफएफ हो सकता है। निर्माता के डेटा के अनुसार फोम कंपाउंड की न्यूनतम शेल्फ लाइफ ली जाएगी।
- (ग) इसकी गुणवत्ता और खराब मात्रा को बदलने के लिए फोम कंपाउंड का समय-समय पर परीक्षण किया जाना चाहिए। खराब फोम कंपाउंड का उपयोग अग्नि प्रशिक्षण उद्देश्यों के लिए किया जा सकता है।
- (घ) अनुलग्नक-2 में गणना के अनुसार आवश्यकता के 100% के बराबर फोम यौगिक की मात्रा स्थापना में संग्रहीत की जाएगी, जो न्यूनतम 60,000 (1% फोम के मामले में 20000) लीटर के अधीन होगा। तथापि, 60 मीटर व्यास से बड़े टैंक वाली स्थापनाओं के लिए,

न्यूनतम 77000 लीटर फोम (1% फोम के मामले में ~26000) को संग्रहित किया जाना चाहिए या दो बड़ी आग को बुझाने के लिए पर्याप्त फोम, जो भी अधिक हो, संग्रहित होनी चाहिए।

- (ड) गैस प्रोसेसिंग संयंत्र के मामले में, अनुलग्नक-2 में गणना की गई आवश्यकता के बराबर फोम यौगिक की मात्रा या 10000 लीटर, जो भी अधिक हो, स्थापना में संग्रहीत की जाएगी (फोम निविदा में दी गई मात्रा को छोड़कर)।

5.12 गैसीय आग दमन प्रणाली

5.12.1 कंट्रोल रूम, एसआरआर, यूपीएस कक्ष, बैटरी कक्ष, रैक कक्ष और कंप्यूटर कक्ष सुरक्षा के लिए क्लीन एजेंट आधारित सुरक्षा प्रणाली

- (क) प्रोसेस कंट्रोल रूम और एसआरआर के लिए क्लीन एजेंट का चयन और अग्नि सुरक्षा प्रणाली का डिजाइन क्लीन एजेंट अग्निशमन प्रणाली पर लागू एनएफपीए मानकों का पालन करेगा। स्वच्छ एजेंट "ओजोन न्यूनीकरण पदार्थ विनियम और नियंत्रण नियम 2000, पर्यावरण और वन मंत्रालय, केन्द्र सरकार की आवश्यकताओं के अनुरूप होगा।
- (ख) क्लीन एजेंट की मात्रा और भंडारण
- (i) सुरक्षा प्रणाली द्वारा संरक्षित किए जाने वाले प्रत्येक खतरे वाले क्षेत्र में एक स्वतंत्र प्रणाली होगी।
 - (ii) प्रणाली को बहाल करने के लिए प्रतिस्थापन हेतु गैस प्राप्त करने में लगने वाले समय को रिजर्व आपूर्ति निर्धारित करने में एक शासी कारक के रूप में माना जाएगा। क्लीन एजेंट कंटेनरों के 100% स्टैंडबाय चार्ज को सबसे बड़े खतरे की मात्रा के आधार पर माना जाएगा।
 - (iii) भंडारण कंटेनर खतरे वाले क्षेत्र के जितना संभव हो उतना निकट स्थित होना चाहिए लेकिन यह आग के संपर्क में नहीं आना चाहिए।
 - (iv) भंडारण कंटेनरों को सावधानी से स्थापित किया जाना चाहिए ताकि वे यांत्रिक, रासायनिक या अन्य क्षति के अधीन न हों।
 - (v) निर्धारित नियमों के अनुसार पीईएसओ से सिलेंडर या कंटेनर की आवश्यक स्वीकृति प्राप्त की जाएगी।

5.12.2 कार्बन डाइऑक्साइड प्रणाली:

टर्बो जनरेटर अहाते, गैस टर्बाइन अहाते और उसी प्रकार के अन्य अहातों में फिक्स्ड सीओ₂ सिस्टम उपलब्ध कराए जाएंगे। फिक्स्ड

सीओ₂ प्रणाली को एनएफपीए-12 के अनुसार डिजाइन और स्थापित किया जाना चाहिए। सीओ₂ फ्लडिंग प्रणाली संचालित करने से पहले; सीमित क्षेत्र से व्यक्तियों को बाहर निकाल दिया जाना चाहिए।

5.12.3 वाटर मिस्ट प्रणाली

वाटर मिस्ट प्रणाली आईएस: 15519 के अनुरूप होगी।

5.13 शुष्क रासायनिक उपशमन प्रणाली

5.13.1 अनुशंसित उपयोग:

- (क) शुष्क रासायनिक पाउडर अग्निशमन प्रणाली का उपयोग निम्नलिखित खतरों पर प्रभावी ढंग से किया जा सकता है; अर्थात्:-
 - (i) ट्रांसफॉर्मर या ऑयल सर्किट ब्रेकर जैसे बिजली के खतरे।
 - (ii) ज्वलनशील ठोस पदार्थ जैसे नेफ़थलीन या पिट जो आग लगने पर पिघल जाते हैं; और
 - (iii) वर्ग 'क', वर्ग 'ख', वर्ग 'ग' और वर्ग 'घ' आग में बहुउद्देश्यीय शुष्क रासायन का उपयोग किया जाता है। डिजाइन के आधार पर निर्णय लेते समय प्रत्येक मद की आवश्यकता को अंतिम रूप दिया जाना चाहिए।

5.13.2 सिस्टम डिजाइन:

- (क) शुष्क रासायनिक उपशमन प्रणाली को डिजाइन करने की मूल आवश्यकता, खतरे के आधार पर पर्याप्त मात्रा और डिस्चार्ज की दर प्रदान करना है।
- (ख) प्रणाली में वितरण पाइपिंग और डिस्चार्ज नोजल के साथ खतरे से निपटने के लिए दी गई पर्याप्त क्षमता का शुष्क रासायनिक पाउडर और एक्सपेलेंट गैस कंटेनर असेंबली शामिल हैं। प्रणाली को मैनुअल रूप से देखकर या स्वचालित रूप से पता लगाने या स्वचालित साधनों पर सक्रिय किया जा सकता है। अलार्म और संकेत यह दिखाने के लिए प्रदान किए जाएंगे कि प्रणाली संचालित हो गई है और कर्मियों की प्रतिक्रिया की आवश्यकता है।
- (ग) कार्मिक सुरक्षा में प्रशिक्षण, चेतावनी के संकेत, डिस्चार्ज अलार्म, श्वसन सुरक्षा और कर्मियों की शीघ्र निकासी शामिल होगी।
- (घ) किसी खतरे से बचाव के लिए निम्नलिखित प्रकार की प्रणालियाँ प्रदान की जा सकती हैं; अर्थात्:-
 - (i) कुल फ्लडिंग प्रणाली

- (ii) स्थानीय अनुप्रयोग प्रणाली
- (iii) हैंड होज लाइन प्रणाली; और
- (iv) पूर्व-इंजीनियर प्रणाली

(ड.) (शुष्क रसायन के उपयोग की सीमाओं और सावधानियों के लिए तथा प्रणाली डिजाइन के लिए एनएफपीए-17 देखें)

5.14 प्राथमिक चिकित्सा अग्निशमन उपकरण

5.14.1 आवश्यक मात्रा निर्धारित करने के लिए मानदंड:

(क) रिफाइनरी या प्रोसेस संयंत्र में पोर्टेबल अग्निशमन उपकरण प्रदान किए जाएंगे जैसा कि निम्नलिखित तालिका में दर्शाया गया है; अर्थात्:-

विवरण	आवश्यक मात्रा निर्धारित करने के लिए मानक या मानदंड
i) शुष्क रसायन पाउडर) डीसीपी *(अग्निशामक 9 - कि.ग्रा .क्षमता : आईएस15683 :	अग्निशामक का चयन करते समय, प्रवाह दर, डिस्चार्ज समय और फेंकने जैसे कारकों पर आईएस 2190 :या यूएल 711 के अनुरूप उचित विचार किया जाना चाहिए। अग्निशामक को प्रोसेस यूनिट, पंप हाउस, पंप क्षेत्र, एलपीजी भंडारण क्षेत्र, एलपीजी बॉटलिंग संयंत्र, ऑयल सेपरेटर, टैंक ट्रक या टैंक वैगन लोडिंग क्षेत्र, सब-स्टेशन, वर्कशॉप, लैबोरेटरी, पावर स्टेशन बिल्डिंग और ऐसी अन्य लोकेशनों में लगाना चाहिए। उपर्युक्त क्षेत्रों में 15 मीटर की अधिकतम यात्रा दूरी के आधार पर संख्या निर्धारित की जानी चाहिए। खतरनाक परिचालन क्षेत्र के प्रत्येक 250 वर्ग मीटर के लिए कम से कम एक अग्निशामक प्रदान किया जाना चाहिए। किसी निर्दिष्ट स्थान जैसे पंप हाउस में दो से कम अग्निशामक नहीं होने चाहिए।
ii) शुष्क रासायनिक पाउडर अग्निशामक 25, 50 या 75 कि.ग्रा .क्षमता : आईएस:16018	चयन मानदंडों के साथ अग्निशामक यंत्र, उदाहरण के लिए, प्रवाह दर, निर्वहन समय और ऊपर उल्लिखित थ्रो, महत्वपूर्ण परिचालन क्षेत्रों में स्थित होना चाहिए। प्रत्येक 750 एम² खतरनाक परिचालन क्षेत्र के लिए कम से कम एक अग्निशामक उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

विवरण	आवश्यक मात्रा निर्धारित करने के लिए मानक या मानदंड
iii) सीओ ₂ अग्निशामक 4.5, 6.5, 9.0 या 22.5 कि.ग्रा. क्षमता)आईएस: 15683 या (16018	सबस्टेशनों, पावर स्टेशनों, कार्यालय भवन और नियंत्रण कक्ष में स्थापित किया जाए। इनकी संख्या 15 मीटर की अधिकतम यात्रा दूरी के आधार पर निर्धारित की जानी चाहिए। प्रत्येक 250 एम ² खतरनाक परिचालन क्षेत्र के लिए कम से कम एक अग्निशामक प्रदान किया जाना चाहिए। किसी निर्दिष्ट स्थान जैसे नियंत्रण कक्ष में 2 से कम अग्निशामक नहीं होने चाहिए।
iv) पोर्टेबल क्लीन एजेंट अग्निशामक	यह सीओ ₂ अग्निशामक के एक विकल्प के रूप में होना चाहिए। नियंत्रण कक्ष, कंप्यूटर कक्ष, प्रयोगशालाओं और कार्यालय भवनों में स्थापित किया जाए।
v) पोर्टेबल वॉटर-सह-फोम मॉनीटर	पेट्रोलियम रिफाइनरी के लिए न्यूनतम 2 और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र के लिए 1
vi) स्टीम लांसर्स)यूटिलिटी स्टेशन के एक भाग के रूप में(	फ्लैज रिसाव और गर्म पंपों पर शुरुआती आग बुझाने के लिए।
vii) रबड़ होज रील 25)एम. एम.(.	शुरुआती आग को बुझाने के लिए प्रोसेस यूनिट बैटरी सीमा और अन्य प्रक्रिया क्षेत्रों में स्थित होना चाहिए।

5.14.2 अन्य अग्निशमन उपकरण और अंतर्निर्मित सुरक्षा विशेषताएं:

(क) इसके अतिरिक्त, निम्नलिखित मदें भी प्रदान की जाएंगी। इनके लिए आवश्यक यूनिटों की संख्या कंपनी द्वारा मामला-दर-मामला के आधार पर तय की जाएगी; अर्थात्:-

- (i) थर्मल इमेजिंग कैमरा: अग्निशमन अभियान के दौरान अग्निशामक की सहायता के रूप में आग के स्थान का पता लगाने तथा धुँएँ वाले क्षेत्र अर्थात् केबल गैलरी में खोज और बचाव अभियान को सुविधाजनक बनाने के लिए।
- (ii) अग्निशमन के दौरान आवश्यक व्यक्तिगत सुरक्षा उपकरण जैसे वाटर जेल आधारित सुरक्षा कवच, आग के निकट जाने वाला सूट, स्व-निहित श्वास उपकरण, एयरलाइन श्वास उपकरण, सुरक्षा हेलमेट, अग्नि हेलमेट, स्ट्रेचर, प्राथमिक चिकित्सा बॉक्स, रबर के

दस्ताने, कनस्तर मास्क;और

- (iii) अन्य उपकरण जैसे पोर्टेबल गैस डिटेक्टर, विस्फोटक मीटर, ऑक्सीजन मीटर, हाथ से संचालित सायरन, फायर ड्रिल के लिए लाल या हरा झंडा, छत पर सुरक्षित रूप से जाने के लिए सीढ़ी, इमरजेंसी लाइटिंग, पोर्टेबल मेगा फोन, विभिन्न रिसाव प्लगिंग गैजेट, तेल फैलाने वाले और तेल अवशोषक और लिफ्टिंग जैक (फंसे हुए श्रमिकों के बचाव के लिए)।

5.15 मोबाइल अग्निशमन उपकरण

5.15.1 फायर टेंडर:

- (क) फायर टेंडर की सटीक संख्या जैसा कि इस अनुच्छेद 5.15.1 (ख) या (ग) के खंड में निर्दिष्ट है से अधिक होगी:
- (ख) आकार, संयंत्र के स्थान और सांविधिक आवश्यकताओं को ध्यान में रखते हुए एक साथ दो जगह बड़ी आग लगने के आधार पर प्रत्येक मामले में मात्रा बढ़ाना।
- (ग) मात्राएँ निम्नानुसार होनी चाहिए ;अर्थात्:-
- (i) 3 फोम टेंडर जिनमें से दो अग्निशमन के लिए हैं और एक स्पिल या स्टैंडबाय के लिए है। फोम टेंडर में न्यूनतम 3000 लीटर की फोम टैंक क्षमता और 10 कि.ग्रा./सें. एम² पर न्यूनतम 4000 एलपीएम की पंप क्षमता होनी चाहिए।
- (ii) एक्सपेलेट गैस के रूप में नाइट्रोजन के साथ 2000 कि.ग्रा. क्षमता वाली एक डीसीपी टेंडर। ये एलपीजी या गैस की आग बुझाने के लिए आवश्यक हैं। डीसीपी मॉनिटर में एक वेरिबल थ्रो होना चाहिए। डीसीपी चार्ज के लिए मॉनिटर का थ्रो 40 से 50 मीटर होना चाहिए ; और
- (iii) गैस प्रोसेसिंग यूनिटों के लिए न्यूनतम 2 फोम टेंडर प्रदान किए जाएंगे। फोम टेंडर में न्यूनतम 1000 लीटर की फोम टैंक क्षमता और 8.5 कि.ग्रा./सें. एम² पर न्यूनतम 4000 एलपीएम की पंप क्षमता होनी चाहिए।
- (घ) विभिन्न खतरों और डीसीपी टेंडर के बेहतर उपयोग को देखते हुए तथा वाहन के टन भार और पानी या फोम फायर टेंडर के विनिर्देश

को ध्यान में रखते हुए पानी, फोम या उनके संयोजन के साथ वाहन प्रदान किया जा सकता है।

5.15.2 अन्य मोबाइल उपकरण

(क) रिफाइनरियों के लिए, टैंक फार्म में प्रदान किए गए फ़िक्स्ड मॉनीटरों के अतिरिक्त, निम्नलिखित अतिरिक्त मोबाइल उपकरण प्रदान किए जाने चाहिए;अर्थात्:-

- (i) 500-1000 लीटर की फोम टैंक क्षमता वाले क्षेत्र में समायोजित होने वाले परिवर्तनीय प्रवाह वॉटर-सह-फोम मॉनिटर के साथ न्यूनतम 2 फोम टैंक ट्रेलर और न्यूनतम 1000 जीपीएम की मॉनिटर क्षमता उपलब्ध कराना, जो राष्ट्रीय या अंतरराष्ट्रीय मानकों जैसे बीआईएस, यूएल, एफएम द्वारा सूचीबद्ध या अनुमोदित हैं।
- (ii) क्षेत्र में समायोजित होने वाले परिवर्तनीय प्रवाह वाले न्यूनतम 2000 जीपीएम की क्षमता वाले 2 ट्रॉली माउंटेड पानी-सह-फोम मॉनिटर, जो राष्ट्रीय या अंतरराष्ट्रीय मानकों जैसे बीआईएस, यूएल, एफएम और यूएल या एफएम द्वारा सूचीबद्ध या अनुमोदित हैं। मॉनिटर से फोम इंडक्शन मॉनिटर से न्यूनतम 60 मीटर की दूरी से संभव होगा;और
- (iii) फोम अंतरण के लिए उपयुक्त पंप वाले 7000-16000 लीटर क्षमता के फोम कंपाउंड टैंक सहित 1 से 2 फोम नर्सर (अर्थात् ट्रेलर माउंटेड फोम कंपाउंड सप्लाय टैंक)।
- (iv) 7 कि.ग्रा./सें. एम²ग्रा. के डिस्चार्ज प्रेशर पर 1800 से 2250 एलपीएम तक की क्षमता वाले 1 से 2 पोर्टेबल या ट्रेलर फायर पंप।

(ख) गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों के लिए, टैंक फार्म में प्रदान किए गए फ़िक्स्ड मॉनीटरों के अतिरिक्त, निम्नलिखित अतिरिक्त मोबाइल उपकरण प्रदान किए जाने चाहिए;अर्थात्:-

- (i) क्षेत्रीय रूप से समायोजित होने वाले परिवर्तनीय प्रवाह के साथ न्यूनतम 2000 जीपीएम की क्षमता वाले न्यूनतम 2 ट्रॉली माउंटेड पानी-सह-फोम मॉनिटर जो राष्ट्रीय या अंतरराष्ट्रीय मानकों जैसे बीआईएस, यूएल, एफएम और

यूएल, एफएम द्वारा सूचीबद्ध या अनुमोदित हैं। मॉनिटर के लिए फोम इंडक्शन मॉनिटर से, न्यूनतम 60 मीटर की दूरी से संभव होगा।

- (ii) 7 कि.ग्रा./सें. एम²ग्रा. के डिस्चार्ज प्रेशर पर 1800 से 2250 एलपीएम तक की क्षमता वाले 1 से 2 पोर्टेबल फायर पंप।

5.15.3 अन्य अग्निशमन उपकरण

(क) निम्नलिखित अन्य अग्निशमन उपकरण प्रदान किए जाएंगे; अर्थात्:-

- (i) आपातकालीन बचाव उपकरण जैसे कटर, विस्तारक, इम्प्लेटेबल लिफ्टिंग बैग, रिसाव पैड, सुरक्षात्मक कपड़े, श्वास उपकरण, ट्रॉली माउंटेड बीए सेट।
- (ii) फायर होज: आईएस 636
- (iii) होज की लंबाई की गणना निम्नानुसार की जाएगी अर्थात्:-
 - (I) 100 नंबर तक हाइड्रेंट के साथ स्थापना के लिए: - प्रति हाइड्रेंट 15 मीटर लंबी एक होज।
 - (II) 100 से अधिक हाइड्रेंट के साथ स्थापना के लिए:

(क)

पहले 100 हाइड्रेंट के लिए प्रति हाइड्रेंट 15 मीटर लंबी एक होज; और,

(ख) 100 से ऊपर प्रत्येक 10 हाइड्रेंट के लिए 15 मीटर w3लंबी एक होज।

- (iv) इस प्रकार गणना की गई होज की लंबाई को होज की कुल आवश्यकता के अनुसार उपयुक्त रूप से 15 मीटर, 22.5 मीटर या 30 मीटर की लंबाई में विभाजित किया जाएगा;और

- (I) दो तरफा रेडियो संचार सुविधा और खींचकर ले जाने की सुविधा के साथ फायर जीप;और
- (II) एक एम्बुलेंस चिकित्सा सहायता और उपयुक्त व्यवस्था से लैस होनी चाहिए। एंबुलेंस में लाइफ सपोर्ट सिस्टम की क्षमता होनी चाहिए।

(III) अन्य सामान, फोम बनाने वाली ब्रांच पाइप, नोजल और उसी प्रकार के अन्य उपकरण आवश्यकता के अनुसार; और

(IV) बड़ी क्षमता वाले मोबाइल मॉनीटरों को फीड करने के लिए उपयुक्त लंबाई के बड़े आकार के होज़, जहां भी प्रदान किए गए हों।

(ख) उपर्युक्त के अलावा, निम्नलिखित उपकरणों के प्रावधान पर भी विचार किया जाना चाहिए; अर्थात्:-

- (i) अत्यधिक ऊंचाई पर लगी आग बुझाने के लिए उपयुक्त उपकरण।
- (ii) बहुउद्देशीय अग्निशमन स्किड का उपयोग फोम, पानी या पानी की धुंध और डीसीपी प्रदान करने की क्षमता वाली एकल आत्मनिर्भर यूनिट के रूप में किया जाना चाहिए और इस प्रकार आग से निपटने में बिजली और समय की बचत करते हुए व्यक्तिगत रूप से या एक साथ कई कार्यों को प्रभावी ढंग से निष्पादित करना चाहिए। इस तरह के एक बहुउद्देशीय अग्निशमन स्किड का उपयोग एक फोम टेंडर या डीसीपी टेंडर के बदले में किया जाना चाहिए।
- (iii) इन्फ्रारेड (आईआर) कैमरा और कृत्रिम बुद्धिमत्ता (एआई) जैसी नई तकनीकों का उपयोग करके अग्नि सुरक्षा का पता लगाया जा सकता है।

5.16 अग्निशमन एजेंटों का भंडारण

5.16.1 रिफाइनरी में अग्निशमन एजेंटों की निम्नलिखित मात्रा नीचे दी गई तालिका के अनुसार संग्रहित की जाएगी; अर्थात्:-

क्र.सं.	विवरण	संग्रहित की जाने वाली मात्रा
(i)	शुष्क रासायनिक पाउडर: यूरिया और पोटेशियम बाइकार्बोनेट आधारित डीसीपी पाउडर या पोटेशियम बाइकार्बोनेट डीसीपी पाउडर या मोनो-अमोनियम फॉस्फेट आधारित डीसीपी पाउडर का प्रतिक्रिया उत्पाद। डीसीपी उत्पाद बीआईएस, यूएल, ईएन जैसे राष्ट्रीय या अंतर्राष्ट्रीय मानकों द्वारा अनुमोदित या सूचीबद्ध होना चाहिए। डीसीपी पाउडर में अग्निशमन फोम के साथ संगतता होनी चाहिए।	डीसीपी टेंडर के लिए 4000 कि.ग्रा. और अतिरिक्त आवश्यकता के लिए 500 कि.ग्रा.। यह टेंडर पर लोड किए गए चार्ज के अतिरिक्त है।
(ii)	अग्निशमन यंत्रों को रिचार्ज करने के लिए पोटेशियम बाइकार्बोनेट डीसीपी पाउडर या मोनो-अमोनियम फॉस्फेट आधारित डीसीपी पाउडर। डीसीपी उत्पाद बीआईएस, यूएल, ईएन जैसे राष्ट्रीय या अंतर्राष्ट्रीय मानकों द्वारा अनुमोदित या सूचीबद्ध होना चाहिए।	शेल्फ लाइफ के आधार पर आवश्यकतानुसार। तथापि, अग्निशामकों में कुल चार्ज का न्यूनतम 10% बनाए रखा जाना चाहिए।
(iii)	फोम कंपाउंड	इन विनियमों के पैरा 5.11.9 के अनुसार की गई गणना न्यूनतम फोम मिश्रित भंडारण मात्रा होगी।

5.17 जांच प्रणाली और अलार्म

5.17.1 रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों में एक फायर एंड गैस डिटेक्शन प्रणाली (एफ और जी) प्रदान की जाएगी ताकि प्रारंभिक चरण में नीचे दी गई किसी भी घटना का पता लगाया जा सके और सतर्क किया जा सके; अर्थात्:-

- (क) आग लगना
- (ख) ज्वलनशील गैस रिसाव

- (ग) जहरीली गैस का रिसाव; और
- (घ) धुएं की उपस्थिति।

5.17.2 फायर एंड गैस डिटेक्शन प्रणाली और अलार्म प्रणाली को एनएफपीए 72 या आईएस 2189 जैसे राष्ट्रीय या अंतरराष्ट्रीय मानकों के अनुसार डिजाइन

किया जाएगा।

5.17.3 निम्नलिखित कार्यों को स्वचालित रूप से या मैनुअल रूप से आरंभ करने के लिए फायर एंड गैस डिटेक्शन प्रणाली का उपयोग किया जाना चाहिए;अर्थात्:-

- (क) नियंत्रण कक्ष या संयंत्र में श्रव्य और दृश्य अलार्म या संदेश।
- (ख) अग्निशमन या उपशमन उपकरण शुरू करना, जैसे फायर वॉटर पंप, वॉटर स्प्रे, गैस दमन प्रणाली और धुंध प्रणाली।
- (ग) एयर वेंटिलेशन इनलेट्स का स्वतः बंद होना, एचवीएसी प्रणाली और ऐसी अन्य प्रक्रियाओं का बंद होना ;और
- (घ) कार्मिक निकासी प्रणाली (जैसे अवरोध, हाउलर)

5.17.4 फायर एंड गैस डिटेक्टरों की मात्रा, प्रकार और स्थान निम्नलिखित के आकलन द्वारा निर्धारित किया जाना चाहिए;अर्थात्:-

- (क) फैलाव अध्ययन रिपोर्ट;
- (ख) उपकरणों की अधिकता की सीमा;
- (ग) संभावित रिसाव स्रोत और क्षेत्र जहां गैस का संचय संभावित या विशेष रूप से खतरनाक हो सकता है;
- (घ) प्रोसेस तरल पदार्थ के गुण (जैसे संरचना, वाष्पशील, अवस्था, तापमान, दबाव); और
- (ङ) अनिवार्य या स्वाभाविक ड्राफ्ट वेंटिलेशन पैटर्न, हवा की गति और हवा की दिशा

5.17.5 गैस डिटेक्टरों का स्थान तरल पदार्थ द्वारा उत्पन्न गैस के प्रकार पर निर्भर होना चाहिए। गैसों के लिए जो हवा से हल्की हैं, गैस डिटेक्टरों को निर्माताओं की सिफारिशों के अनुसार उपयुक्त ऊंचाई पर लगाया जाना चाहिए और वायु से भारी गैसों डिटेक्टरों के लिए कम ऊंचाई पर स्थित होना चाहिए;अर्थात्:-

5.17.6 निम्नलिखित क्षेत्रों को हाइड्रोकार्बन गैस डिटेक्टरों के साथ प्रदान किया जाएगा:

- (क) प्रोसेस यूनिटों में लाइट सी4 और लाइट एंड्स हाइड्रोकार्बन पंप उपकरण (जैसे पंप, कंप्रेसर, भंडारण पात्र, लोडिंग और अनलोडिंग क्षेत्रों)।
- (ख) कूलिंग टॉवर टॉप प्लेटफॉर्म को उन यूनिटों में प्रोसेस करें जिनमें प्रेशर के साथ ठंडा पानी वापस आए।

- (ग) ईंधन गैस नॉक आउट ड्रम
- (घ) फोर्स ड्राफ्ट एयर ब्लोअर का सक्शन साइड यदि स्थित हो, जहां हाइड्रोकार्बन वाष्प मौजूद हो सकते हैं।
- (ङ) हलके हाइड्रोकार्बन पंप स्टेशन, यदि ग्रेड स्तर से नीचे स्थित हैं।
- (च) एलपीजी बल्क वैगन लोडिंग क्षेत्र
- (छ) एलपीजी बॉटलिंग, भंडारण और मरम्मत शेड;और
- (ज) नियंत्रण कक्ष के लिए हवा लेने के पॉइन्ट ।

5.17.7 परिणाम या फैलाव के विश्लेषण के आधार पर सटीक स्थान और पॉइन्ट की संख्या तय की जानी चाहिए। निम्नलिखित क्षेत्रों को प्रासंगिक आग दमन प्रणाली को सक्रिय करने के लिए अलार्म या प्रणाली के साथ धुआं, लौ या ताप डिटेक्टरों के साथ प्रदान किया जाएगा:

- (क) सी4 और लाइटर एंड्स स्फेयर
- (ख) एलपीजी भरने वाले शेड
- (ग) सी4 और लाइटर एंड्स वाले पंप या कंप्रेसर;और
- (घ) सी4 तथा टैंक ट्रक और टैंक वैगन गैन्ट्री दोनों में लाइटर एंड्स लोडिंग या अनलोडिंग।

5.17.8 वर्ग-क पेट्रोलियम उत्पादों के सभी संभावित रिसाव स्रोतों जैसे टैंक डाइक, टैंक मैनिफोल्ड, पंप हाउस मैनिफोल्ड, टैंक ट्रक और टैंक वैगन गैन्ट्री के पास हाइड्रोकार्बन डिटेक्टर लगाए जाएंगे।

5.17.9 उचित प्रकार के हाइड्रोकार्बन डिटेक्टर का चयन किया जाएगा और प्रूफ टेस्ट भी किया जाएगा तथा अच्छी स्थिति में बनाए रखा जाएगा।

- (क) इसके अतिरिक्त, निम्नलिखित क्षेत्रों में भी उपयुक्त डिटेक्टर लगाए जाने चाहिए;अर्थात्:-
 - (i) प्रोसेस यूनिटों में अत्यधिक खतरनाक क्षेत्र
 - (ii) कंप्यूटर रूम, सर्वर रूम, प्रोसेस कंट्रोल रूम और रिकॉर्ड रूम
 - (iii) मानव रहित बिजली सबस्टेशन या एमसीसी कमरे
 - (iv) केबल गैलरियां;और
 - (v) रासायनिक भंडारण
- (ख) जहरीली गैस का पता लगाना
 - (i) यदि जोखिम की संभावना हो तो विषाक्त गैस डिटेक्टर लगाए जाने चाहिए। जहरीली गैस डिटेक्टरों को मौजूदा हवा की दिशा और हवा की गति को ध्यान में रखते हुए लगाया जाना

चाहिए;और

- (ii) इसके अतिरिक्त, आसपास के क्षेत्र में ज्वलनशील या विषाक्त गैस की रिलीज की स्थिति में प्रभावित होने वाले भवनों में एचवीएसी वायु प्रवेश की निगरानी के लिए विषाक्त गैस सेंसर लगाए जाएंगे।

- (ग) डिटेक्टरों का अंशांकन
उचित परीक्षण गैस का उपयोग करके अंशांकन छह महीने में एक बार या निर्माता के विनिर्देश के अनुसार किया जाना चाहिए।
- (घ) डिटेक्टरों की कार्यात्मक संचालन क्षमता:
सभी प्रकार के डिटेक्टरों की संचालन क्षमता का तीन महीने में एक बार परीक्षण किया जाना चाहिए।

5.17.10 पोर्टेबल गैस डिटेक्टर:

गैस की उपस्थिति की निगरानी के लिए पर्याप्त संख्या में पोर्टेबल गैस डिटेक्टर उपलब्ध कराए जाएंगे जो वर्क परमिट जारी करने से पहले गैस की उपस्थिति का निर्धारण करने में बहुत उपयोगी होते हैं।

अनुमोदन: डिटेक्टर किसी भी राष्ट्रीय या अंतर्राष्ट्रीय मानक से प्रमाणीकरण के साथ खतरनाक क्षेत्र में उपयोग के लिए उपयुक्त होगा।

5.17.11 संचार व्यवस्था

- (क) किसी भी संयंत्र की अग्नि सुरक्षा प्रणाली में प्रभावी संचार एक आवश्यक घटक है। रिफाइनरी या प्रक्रिया संयंत्रों में निम्नलिखित संचार प्रणालियां प्रदान की जानी चाहिए।
- (ख) टेलीफोन
 - (i) फायर स्टेशन कंट्रोल रूम में 2 आंतरिक टेलीफोन उपलब्ध कराए जाएंगे जो विशेष रूप से केवल आग या आपातकालीन कॉल प्राप्त करने के लिए हैं। इन फोन में केवल इनकमिंग कॉल की सुविधा होनी चाहिए। सामान्य संचार के लिए एक अलग टेलीफोन प्रदान किया जाना चाहिए। फायर स्टेशन के पास सीधा पी एंड टी टेलीफोन भी होना चाहिए। सहायता दलों से परस्पर संपर्क करने के लिए हॉट लाइन या टेलीफोन प्रदान किया जाएगा।
- (ग) सार्वजनिक उद्घोषणा प्रणाली
 - (i) सभी नियंत्रण कक्षों, प्रशासनिक भवन (सभी तलों), सभी विभागाध्यक्षों, सुरक्षा से सार्वजनिक उद्घोषणा प्रणाली को

जोड़ा जाएगा।

(घ) ए.आर.पी. (एयर रेड प्रोटेक्शन) प्रणाली या पेजिंग

- (i) हवाई हमले की संचार प्रणाली (नागरिक सुरक्षा के साथ) प्रदान की जानी चाहिए। इस तरह की प्रणाली का विवरण क्षेत्र के नागरिक सुरक्षा अधिकारियों के सहयोग से तैयार किया जाना चाहिए। वैकल्पिक रूप से, समूह आपातकालीन संचार के लिए समूह संचार प्रणाली (सभी कॉल प्रणाली) या अल्फा न्यूमेरिकल पेजर प्रणाली पर विचार किया जाना चाहिए।

(ड.) आपातकालीन सायरन

- (i) फायर स्टेशन कंट्रोल रूम में परिचालन नियंत्रण के साथ पूरे क्षेत्र को कवर करने के लिए आपातकालीन सायरन उपयुक्त रूप से स्थित होना चाहिए। इन्हें चालू स्थिति में रखने के लिए सप्ताह में कम से कम एक बार परीक्षण किया जाना चाहिए।
- (ii) आपातकालीन सायरन कोड इस प्रकार होना चाहिए, अर्थात्:-
 - (I) आपातकालीन स्तर I - स्तर I के लिए सायरन कोड कंपनी द्वारा स्थापना के आकार और जटिलता के आधार पर तय किया जाएगा।
 - (II) आपातकालीन स्तर II - तीखा सायरन को दो मिनट के लिए बजना।
 - (III) आपातकालीन स्तर III - स्तर II के मामले में समान प्रकार का सायरन लेकिन एक मिनट के अंतराल पर तीन बार बजाया जाएगा अर्थात् (तीखा सायरन 2 मिनट + अंतराल 1 मिनट + तीखा सायरन 2 मिनट + अंतराल 1 मिनट + तीखा सायरन 2 मिनट) और आपदा सायरन की कुल अवधि आठ मिनट होगी।

(च) वॉकी-टॉकी या वायरलेस

- (i) सभी फायर टेंडर को वॉकी-टॉकी या वायरलेस सिस्टम प्रदान किया जाएगा जो अन्य सिस्टम के विफल होने की स्थिति में लोगों के साथ संवाद करने में मदद करेगा। इसके अलावा, आपातकालीन संचालन का समन्वय करने वाले प्रमुख कर्मियों

को भी वॉकी-टॉकी प्रदान किया जाना चाहिए।

(छ) फायर अलार्म सिस्टम

- (i) फायर अलार्म सिस्टम में मैनुअल कॉल पॉइंट (ग्लास तोड़ना), स्वचालित गैस, धुआं या ताप डिटेक्टर, फायर सप्रेसिंग क्लीन एजेंट के लिए रिलीज और इनहिबिट स्विच और पारंपरिक या माइक्रोप्रोसेसर आधारित डेटा एकत्र करने वाले पैनल शामिल हैं उदाहरण के लिए । केंद्रीय आग और गैस अलार्म पैनल, सीसीटीवी मिमिक पैनल और संबंधित उपकरण।
- (ii) महत्वपूर्ण क्षेत्रों को कवर करने के लिए पहुंच बिंदु, पहुंच मार्ग, पैदल मार्ग जैसे उपयुक्त स्थानों पर मैनुअल कॉल प्वाइंट उपलब्ध कराए जाएंगे। ये मैनुअल कॉल प्वाइंट आग में लगे सेंट्रल फायर अलार्म पैनल और संबंधित क्षेत्र के नियंत्रण कक्ष में स्थापित रिपीटर पैनल में ऑडियो-विजुअल अलार्म को सक्रिय करते हैं। उचित पहचान के लिए इन बिंदुओं के स्थान को स्पष्ट रूप से उद्घोषणा पैनल पर चिह्नित किया जाएगा।

5.18 अग्नि सुरक्षा प्रणाली का निरीक्षण और परीक्षण:

5.18.1 अग्नि सुरक्षा उपकरण को हर समय अच्छी परिचालन स्थिति में रखा जाएगा और अग्निशमन प्रणाली का समय-समय पर उचित कार्य करने के लिए परीक्षण किया जाएगा तथा रिकॉर्ड और सुधारात्मक कार्यों के लिए लॉग किया जाएगा। नियमित दैनिक जांच या रखरखाव के अलावा, जैसा कि इन विनियमों के पैराग्राफ 5.18.2 से पैराग्राफ 5.18.9 में निर्दिष्ट है, निम्नलिखित आवधिक निरीक्षण या परीक्षण सुनिश्चित किया जाएगा।

5.18.2 अग्नि जल टैंक, जलाशय या फोम टैंक

(क) जमीन के ऊपर अग्नि जल टैंकों का निरीक्षण 5 वर्ष में एक बार बाहरी रूप से और 15 वर्ष में एक बार आंतरिक रूप से किया जाना चाहिए।

(ख) जलाशय को पांच साल में एक बार खाली करके साफ किया जाएगा। तथापि, तैरने वाली पत्तियां, सामग्री या शैवाल, यदि कोई हो, को 12 महीने में एक बार और उससे पहले जब भी आवश्यक हो, हटा दिया जाएगा। जलाशयों का मासिक निरीक्षण एक जिम्मेदार अधिकारी द्वारा यह सुनिश्चित करने के लिए किया जाएगा कि जलाशय निर्माण की दृष्टि से सुदृढ़ हैं और किसी भी हिस्से से रिसाव

नहीं है। इस तरह के निरीक्षण के दौरान मिट्टी, रेत, खरपतवार और अन्य जलाशय के अंदर जमा कोई गाद को रिकार्ड किया जाएगा जो जलाशय की क्षमता को कम कर सकती है और पानी के मुक्त प्रवाह को बाधित कर सकती है। इस संबंध में आवश्यक सुधार कार्रवाई की जाएगी। सफाई या मरम्मत के लिए किसी जलाशय को खाली करने से पहले, अन्य कक्ष या जलाशय को भरा हुआ रखा जाएगा और प्रणाली से विधिवत जोड़ा जाएगा।

(ग) फोम टैंकों का हर 3 साल में बाहरी निरीक्षण किया जाएगा और हर 10 साल में आंतरिक निरीक्षण किया जाएगा।

5.18.3 फायर वॉटर पंप

(क) फायर पंप असेंबलियों का साप्ताहिक परीक्षण किया जाएगा। सुरक्षा सुविधा के रूप में खोलने के लिए स्थापित एक वाल्व को पानी निकालने की अनुमति दी जाएगी ;और

(i) फायर पंपों को स्वचालित रूप से मासिक तौर पर चलाने की अनुमति दी जाए।

(ii) इलेक्ट्रिक पंपों का साप्ताहिक न्यूनतम 10 मिनट के लिए परीक्षण किया जाए।

(iii) डीजल पंपों का साप्ताहिक न्यूनतम 30 मिनट के लिए परीक्षण किया जाए ;और

(iv) फायर पंपों के स्वतः नियंत्रण की मासिक जांच की जाए।

(ख) यह सुनिश्चित करने के लिए सभी पंपों का वार्षिक परीक्षण किया जाता है कि वे-

(i) उनकी रेटेड प्रवाह क्षमता को पूरा करें ;और

(ii) कम से कम 150 प्रतिशत रेटेड क्षमता हो, यह सुनिश्चित करते हुए की रेटेड दबाव 65 प्रतिशत से कम न हो।

5.18.4 फायर वाटर रिंग मेन

(क) अधिकतम संचालन दबाव प्राप्त करने के लिए आवश्यकतानुसार बंद रखे गए हाइड्रेंट पॉइन्ट के साथ एक या एक से अधिक पंपों को संचालित करके रिंग मेन की रिसाव और उसी प्रकार की अन्य कमियों के लिए वर्ष में एक बार जांच की जानी चाहिए।

- (ख) किसी भी चोरी,कमी और क्षति के लिए रिंग मेन, हाइड्रेंट, मॉनिटर, वाल्व का हर महीने निरीक्षण किया जाना चाहिए।
- (ग) संचालन के लिए सभी फायर मेन वाल्वों की जाँच की जानी चाहिए और ताजे पानी के लिए छह महीने में एक बार और खारे या ईटीपी पानी के लिए तीन महीने में एक बार लूब्रिकेट किया जाना चाहिए।
- (घ) तीन साल में एक बार फायर वाटर हैडर की मोटाई का सर्वेक्षण और निरीक्षण किया जाना चाहिए ;और
- (ङ) मेन हैडर की खंड-वार फ्लशिंग साल में एक बार की जानी चाहिए।

5.18.5 फायर वॉटर स्प्रे प्रणाली

- (क) भंडारण टैंकों पर फिक्सड वॉटर कूलिंग स्प्रे प्रणाली का छह महीने में कम से कम एक बार परीक्षण किया जाना चाहिए।
- (ख) उचित प्रदर्शन के लिए हर तीन महीने में कम से कम एक बार एलपीजी स्फेयर और बुलेट पर डेल्यूज सिस्टम का परीक्षण किया जाना चाहिए।
- (ग) आरओवी के संचालन तीन महीने में एक बार जांच की जानी चाहिए।

5.18.6 फिक्स्ड या सेमी-फिक्स्ड फोम सिस्टम

- (क) भंडारण टैंकों पर फोम प्रणाली का 12 महीनों में एक बार परीक्षण किया जाना चाहिए। इस परीक्षण में फोम मेकर या चैम्बर का परीक्षण शामिल होगा।
- (ख) शंकु रूफ टैंक के बाहर फोम डिस्चार्ज के परीक्षण की सुविधा के लिए फोम चैम्बर को उपयुक्त रूप से डिजाइन किया जाना चाहिए।
- (ग) फोम प्रणाली का परीक्षण करने के बाद पाइपिंग को पानी से फ्लश किया जाना चाहिए।

5.18.7 स्वच्छ एजेंट आधारित उपशमन प्रणाली

- (क) नीचे दिए गए अनुसार प्रणाली की जाँच की जानी चाहिए;अर्थात:-
 - (i) रिफिल करने योग्य कंटेनरों की एजेंट मात्रा और दबाव की छमाही जांच की जानी चाहिए ;और
 - (ii) पूरी प्रणाली का हर साल एक बार उचित संचालन के लिए निरीक्षण किया जाना चाहिए [विभिन्न प्रणालियों के निरीक्षण के विवरण के लिए एनएफपीए मानक 2001 (नवीनतम संस्करण) देखें]।

5.18.8 मोबाइल अग्निशमन उपकरण और सहायक उपकरण

- (क) फोम टेंडर का सप्ताह में कम से कम एक बार परीक्षण किया जाना चाहिए। इस परीक्षण में पंप और फोम बनाने वाले उपकरणों को चलाना शामिल होना चाहिए।
- (ख) महीने में कम से कम एक बार अन्य सभी मोबाइल उपकरणों की जांच, सर्विसिंग और समय-समय पर ऑपरेटिंग परिस्थितियों में परीक्षण किया जाना चाहिए।
- (ग) ट्रैलर माउंटेड और पोर्टेबल फायर पंपों का सप्ताह में कम से कम एक बार परीक्षण के लिए चलाया जाना चाहिए।
- (घ) डीसीपी टेंडर के प्रदर्शन के आश्वासन के लिए हर हफ्ते उसका निरीक्षण किया जाना चाहिए।
- (ङ) सभी अनुरक्षण, परीक्षण और उपचारात्मक या सुधारात्मक कार्रवाइयों का जहां आवश्यक हो, रिकार्ड रखा जाएगा।

5.18.9 डीसीपी, सीओ₂ या फोम टाइप अग्निशामक:

निरीक्षण और परीक्षण आवृत्ति और प्रक्रिया आईएस 2190 के अनुरूप होनी चाहिए।

5.18.10 संचार तंत्र

सप्ताह में कम से कम एक बार फायर सायरन का परीक्षण किया जाना चाहिए। निर्माता के विनिर्देशों के अनुसार मैन्युअल कॉल प्वाइंट का परीक्षण किया जाना चाहिए।

5.19. अग्नि सुरक्षा प्रशिक्षण

5.19.1 सभी संयंत्र कर्मियों को आग से बचाव और अग्निशमन पहलुओं पर प्रशिक्षित किया जाएगा। अग्निशमन कौशल उन्नयन या पुनश्चर्या प्रशिक्षण समय-समय पर दिया जाएगा। अग्निशमन विभाग से संबंधित अग्निशमन दल को विभिन्न प्रकार की आग से निपटने के लिए सभी उपकरणों के उपयोग और विभिन्न अग्निशमन विधियों में गहन प्रशिक्षण दिया जाएगा। वीआर (वर्चुअल रियलिटी) या एआर (ऑगमेंटेड रियलिटी) जैसी डिजिटल तकनीकों का उपयोग करने वाले अग्निशमन कर्मियों के प्रशिक्षण का पता लगाया जाना चाहिए।

5.19.2 निम्नलिखित न्यूनतम प्रशिक्षण सुविधाओं के साथ एक अग्नि प्रशिक्षण ग्राउंड स्थापित किया जाना चाहिए ;अर्थात्:-

- (क) ट्रेंच फायर सिमुलेशन सुविधाएं
- (ख) एक छोटी ओपन टॉप टैंक फायर सिमुलेशन सुविधा
- (ग) पैन फायर सिमुलेशन सुविधा।

- (घ) पाइपलाइन फ्लेज रिसाव फायर सिमुलेशन सुविधा;और
- (ङ) श्वास उपकरण ड्रिल के लिए एक स्मोक चैम्बर।

5.19.3 अग्नि आपातकालीन प्रक्रिया का पूर्वाभ्यास करने और अग्निशमन दल को प्रशिक्षित और सतर्क रखने और सुविधाओं को शीर्ष क्रम में रखने के लिए तीन महीने में एक बार मॉक फायर ड्रिल आयोजित की जानी चाहिए।

5.20 फायर स्टेशन या कंट्रोल रूम

5.20.1 नियंत्रण कक्ष का स्थान और निर्माण निम्नलिखित गतिविधियों के लिए उपयुक्त होना चाहिए ;अर्थात्:-

(क) स्थान

- (i) फायर स्टेशन न्यूनतम जोखिम वाले क्षेत्र में स्थित होना चाहिए। इसे किसी भी प्रोसेस संयंत्र और अन्य खतरनाक क्षेत्रों से सुरक्षित दूरी पर रखा जाना चाहिए।
- (ii) नए फायर स्टेशन की योजना बनाते समय, अग्निशमन उपकरणों की पार्किंग और मैनुवरिंग के लिए पर्याप्त भूमि उपलब्ध कराई जानी चाहिए और भवन के प्रवेश और निकास को अन्य वाहनों द्वारा बाधित नहीं किया जाना चाहिए।
- (iii) अग्निशमन केंद्र नियंत्रण कक्ष अग्निशमन उपकरणों के लिए पार्किंग बे के निकट होना चाहिए और वहां से पार्क किए गए वाहनों का अच्छी तरह से देखा जा सकता हो।

(ख) संचार:

- (i) विश्वसनीय संचार प्रणाली प्रभावी अग्निशमन विभाग के संचालन का सहायक करने के लिए जरूरी है।
- (ii) नियंत्रण कक्ष में निम्नलिखित उपकरण उपलब्ध होने चाहिए ;अर्थात्:-
 - (I) टेलीफोन
 - (II) वायरलेस सेट या वॉकी-टॉकी (एक समर्पित आवृत्ति के साथ);और
 - (III) पड़ोसी उद्योगों या सिविल फायर ब्रिगेड को हॉटलाइन
- (iii) फायर स्टेशन में केंद्रीय नियंत्रण के साथ फायर अलार्म सिस्टम।

(ग) सामान्य:

- (i) फोम कंपाउंड भंडारण के लिए फायर स्टेशन में 2 ओवरहेड भंडारण टैंक होने चाहिए, ताकि आपातकालीन रिफिलिंग में देरी न हो।
- (ii) कंट्रोल रूम में पोर्टेबल इमरजेंसी लाइट होनी चाहिए।
- (iii) फायर स्टेशन में फायर वॉटर नेटवर्क प्रेशर को प्रमुखता से दिखाने वाला प्रेशर गेज होना चाहिए।
- (iv) फायर स्टेशन और फायर वाटर पंप हाउस के लिए आपातकालीन बिजली की आपूर्ति सुनिश्चित की जाएगी।

5.2.1 निष्क्रिय अग्नि सुरक्षा उपाय या अन्य सुरक्षा उपाय

5.2.1.1 हालांकि किसी स्थापना में पर्याप्त अग्नि सुरक्षा प्रदान की जाती है, निष्क्रिय अग्नि सुरक्षा उपायों को नीचे बताए अनुसार जहां भी आवश्यक हो, अपनाया जाना चाहिए ;अर्थात्:-

- (क) संरचनात्मक मेम्बर्स की अग्नि प्रूफिंग
- (ख) स्पार्क अरेस्टर और फ्लेम अरेस्टर
- (ग) बंद जगह, इलेक्ट्रिकल सबस्टेशन, ट्रांसफॉर्मर यार्ड, बे या केबल गैलरी में फायर सेपरेशन वॉल।
- (घ) अंडरग्राउंड सीवर सिस्टम में फायर सील या फ्लेयर नॉक आउट ड्रम
- (ङ) इम्पाउन्डिंग बेसिन या डाइक दीवारें
- (च) लाइटनिंग अरेस्टर
- (छ) अहाते का दबाव
- (ज) प्रोसेस उपकरण की निकास सुविधाएं
- (झ) विद्युत रिले और फ्यूज़, अर्थ रिसाव सर्किट ब्रेकर, न्यूट्रल करंट सर्किट ब्रेकर
- (ञ) अग्निरोधी कोटिंग्स और केबल के लिए टेप
- (ट) अग्नि-रोधी कम धुएं वाला इन्सुलेशन केबल।
- (ठ) फ्लेम प्रूफ और फ्लेम रेज़िस्टेंट इलेक्ट्रिकल अहाता।
- (ड) गर्म सतहों का इन्सुलेशन।
- (ढ) अतिरिक्त सुरक्षा प्रणाली।
- (ण) क्रिटिकल वाल्वों की फायर प्रूफिंग।
- (त) रखरखाव के लिए उपकरण की सकारात्मक पृथक्ता हेतु डबल ब्लॉक और ब्लीड व्यवस्था।
- (थ) रासायनिक हैंडलिंग और भंडारण सुविधा के लिए सुरक्षा शावर।
- (द) कांच के टूटने की स्थिति में कांच या ब्लॉक प्रवाह वाल्व के बजाय चुंबकीय प्रकार स्तर के गेज।
- (ध) हाइड्रोकार्बन और विषाक्त सर्विसेज के लिए क्लोज सेंपल प्वाइंट

;और

- (न) प्रोसेस कनेक्शन के लिए नाइट्रोजन हेतु डबल एनआरवी डिसिमिलर एनआरवी का प्रावधान।

अनुलग्नक-1

1.0 अग्नि जल प्रवाह दर की गणना के लिए उदाहरण

1.1 डिजाइन का आधार

- 1.1.1 किसी स्थापना में अग्नि जल प्रणाली को एक साथ दो जगह बड़ी आग बुझाने के लिए अग्नि जल प्रवाह की आवश्यकता को पूरा करने के लिए डिज़ाइन किया जाएगा।

1.2 अग्नि जल की मांग

- 1.2.1 आग लगने की संभावना वाले विभिन्न क्षेत्रों पर विचार किया जाएगा और प्रत्येक क्षेत्र के लिए अग्नि जल की मांग की गणना डिजाइन के आधार पर की जाएगी।

1.2.2 फ्लोटिंग रूफ टैंक सुरक्षा

(क) आंकड़े:

- (i) एक डाइक क्षेत्र में कुल भंडारण क्षमता = $1,20,000 \text{ एम}^3$ टैंकों की संख्या = 2
- (ii) प्रत्येक टैंक की क्षमता = $60,000 \text{ एम}^3$, प्रत्येक टैंक का व्यास = 79 एम., प्रत्येक टैंक की ऊँचाई = 14.4 एम.

(ख) ठंडे पानी की आवश्यकता:

- (i) आग लगे टैंक के लिए टैंक शेल क्षेत्र के @ 3 एलपीएम/ एम^2 ठंडे पानी की दर,
- (ii) ठंडे पानी की आवश्यकता = $(\pi \times 79 \times 14.4 \times 3) \text{ एलपीएम} = 10,726 \text{ एलपीएम} = 644 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$
- (iii) यह मानते हुए कि दूसरा टैंक टैंक डाइक के भीतर टैंक शेल से 30 मीटर से अधिक की दूरी पर स्थित है। इसलिए, ऐसे मामले में टैंक शेल क्षेत्र के 1 एलपीएम/ एम^2 की दर से ठंडे पानी की आवश्यकता $215 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$ होगी। कुल ठंडा पानी = $859 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$

(ग) रिम सील क्षेत्र के लिए फोम पानी की आवश्यकता:

(i) सबसे बड़े टैंक में आग लगने वाले सतह क्षेत्र पर फोम लगाने के लिए आवश्यक जल प्रवाह। 79 मीटर व्यास के फ्लोटिंग रूफ टैंक के लिए, टैंक का व्यास (घ1) = 79 मीटर, शेल से फोम डाइक की दूरी = 0.8 मीटर फोम डाइक तक छत का व्यास (घ2) = 79 - (2 x 0.8) = 77.4 मीटर रिम सील क्षेत्र = $[(\pi/4) \times (79^2 - 77.4^2)]$ एम² = 197 एम² फोम घोल दर @ 12 एलपीएम/ एम² = 2,364 एलपीएम (3% फोम कंसन्ट्रेट के लिए) = (0.97 x 2364) एलपीएम = 2293 एलपीएम = (2293*60)/1000 एम³/घंटा = 138 एम³/घंटा

टिप्पणी-1: ये केवल नमूना गणना हैं। इन विनियमों के पैराग्राफ 5.4.3 में दिए गए दिशानिर्देशों के अनुसार प्रत्येक स्थापना के लिए वास्तविक साइट स्थितियों और आयामों के आधार पर गणना की जानी चाहिए।

(घ) 4 हाइड्रेंट स्ट्रीम + 1 हाई-वॉल्यूम लंबी दूरी के वॉटर मॉनिटर पर आधारित अतिरिक्त होज़ स्ट्रीम के लिए फायर वॉटर।

$$4 \times 36 \text{ घन मीटर/घंटा} + 1 \times 228 \text{ घन मीटर/घंटा} = 372 \text{ घन मीटर/घंटा}$$

(ङ) कुल पानी की आवश्यकता:

- (i) टैंक कूलिंग 859 घन मीटर/घंटा फोम एप्लीकेशन 138 घन मीटर/घंटा
- (ii) अतिरिक्त स्ट्रीम 372 घन मीटर/घंटा कुल 1369 घन मीटर/घंटा

1.2.3 शंकु छत टैंक संरक्षण

(क) आंकड़े:

- (i) कुल भंडारण क्षमता = 50,000 एम³
- (ii) टैंकों की संख्या = प्रत्येक 12,500 एम³ क्षमता के साथ 4 प्रत्येक टंकी का व्यास = 37.5 एम
- (iii) प्रत्येक टंकी की ऊँचाई = 12 एम.

(ख) ठंडे पानी की आवश्यकता:

- (i) ठंडे पानी की दर = आग लगे टैंक के लिए टैंक शेल क्षेत्र का 3 एलपीएम/ एम² अपेक्षित ठंडा पानी = $\pi \times 37.5 \times 12 \times 3 = 4243$ एलपीएम = 255 एम³/घंटा
- (ii) टैंक में आग लगने के केंद्र से (आर+30) मीटर के भीतर गिरने वाले टैंकों के लिए शेल क्षेत्र के 3 एलपीएम/ एम² की दर से अन्य टैंकों के लिए आवश्यक ठंडा पानी,
= 3×255 एम³/घंटा = 765 एम³/घंटा
- (iii) कुल ठंडे पानी की दर = (255 + 765) एम³/घंटा
= 1020 एम³/घंटा

(ग) फोम पानी की आवश्यकता (केवल 1 टैंक के लिए) @ 5 एलपीएम/ एम²,

$$(i) \text{ फोम घोल दर} = \frac{\pi \times (37.5)^2 \times 5}{4} = 5525 \text{ एलपीएम}$$

$$(ii) 3\% \text{ फोम संकेंद्रण के लिए} = (5525 \times 0.97) \text{ एलपीएम} \\ = 5359 \text{ एलपीएम} = 322 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

(घ) पूरक नली धारा के लिए अग्नि जल = 372 एम³/घंटा

(ङ) कुल पानी की आवश्यकता:

$$\text{टैंक कूलिंग} = 1020 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

$$\text{फोम एप्लीकेशन} = 322 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

$$\text{पूरक स्ट्रीम (2 एचवीएलआर सहित)} = 372 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

$$\text{कुल } 1,714 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

1.3 एलपीजी स्फेयर क्षेत्र संरक्षण

(क) आंकड़े:

- (i) एक क्षेत्रफल में स्फेयर की संख्या = 3 प्रत्येक स्फेयर का व्यास = 17 एम

(ख) ठंडे पानी की आवश्यकता:

- (i) ठंडा करने के लिए पानी की दर = $(\pi \times 17^2 \times 10.2)$ एलपीएम = 9,265 एलपीएम = 556 एम³/घंटा

- (ii) भीतर स्थित अन्य 2 क्षेत्रों को ध्यान में रखते हुए = (3×556)

एम³/घंटा

- (iii) (आर+30) एम स्फेयर के केंद्र से और 3 स्फेयर के लिए फायर कूलिंग
वॉटर की दर = 1668 एम³/घंटा

(ग) होज़ स्ट्रीम की आवश्यकता (1 एचवीएलआर सहित) = 372 एम³/घंटा

(घ) कुल पानी की आवश्यकता = 2040 एम³/घंटा

1.4 एलपीजी रेल वैगन लोडिंग गैन्ट्री सुरक्षा

(क) आंकड़े:

(i) लोडिंग प्वाइंटों की कुल संख्या = पारंपरिक या बीटीपीएन

(ii) टैंक वैगन गैन्ट्री की चौड़ाई = 12 एम.

(ख) ठंडे पानी की आवश्यकता:

गैन्ट्री के कुल क्षेत्रफल को समान खंडों में विभाजित करें जैसे कि प्रत्येक खंड की माप 15 मीटर x 12 मीटर हो और एक समय में 3 खंडों को संचालित करने पर विचार करें।

पानी की अपेक्षित दर = (3 x 15 x 12 x 10.2) एलपीएम
= 5508 एलपीएम = 330 एम³/घंटा

पूरक होज के लिए पानी की आवश्यकता:

4 एकल हाइड्रेंट स्ट्रीम के लिए पानी = 4 x 36 = 144
एम³/घंटा
मॉनिटर स्ट्रीम (एचवीएलआर) के लिए पानी = 1 x 228
= 228 घन मीटर/घंटा। कुल पानी की आवश्यकता = 372
घन मीटर/घंटा।

(ग) गैन्ट्री संरक्षण के लिए कुल जल प्रवाह दर

गैन्ट्री कूलिंग = 330 एम³/घंटा

पूरक नली की आवश्यकता = 372 एम³/घंटा

कुल = 702 एम³/घंटा

1.5 प्रोसेस यूनिट संरक्षण

1.5.1 आग लगने की स्थिति में प्रोसेस यूनिट सुरक्षा के लिए, पानी को फिक्सड

वॉटर मॉनिटर और होज लाइनों का उपयोग करके लागू किया जाना चाहिए। बड़े आकार के यूनिट ब्लॉक के मामले में, अग्नि जल की मांग को अनुकूलित करने के लिए विभिन्न क्षेत्रों में यूनिट के फायर ज़ोनिंग की आवश्यकता होती है। इन क्षेत्र को बीच में 30 मीटर की दूरी बनाकर अलग किया जाएगा। अग्नि जल दर के लिए निम्नलिखित तीन विकल्पों पर विचार किया जाता है; अर्थात्:-

(क) विकल्प-I

$$\text{कुल यूनिट क्षेत्र} = 120 \times 80 \text{ एम}^2$$

क्षेत्र के आधार पर पानी की दर @ 1 एलपीएम/एम² पर विचार करें,

$$\text{पानी की दर} = (9600 \times 1) \text{ एलपीएम} = 9600 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

$$\text{पूरक होज़ स्ट्रीम के लिए पानी (1 एचवीएलआर सहित)} = 372$$

$$\text{एम}^3/\text{घंटा}, \text{ कुल पानी की दर} = 9972 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

(ख) विकल्प-II

ये माने की प्रोसेस यूनिट क्षेत्र के 10 मीटर x 10 मीटर हिस्से पर आग लगी है। 10.2 एलपीएम/एम² की दर से 30 मीटर x 30 मीटर के क्षेत्र में जल कवर प्रदान करें,

$$\text{पानी की दर} = (900 \times 10.2) \text{ एलपीएम} = 9180 \text{ एलपीएम}$$

$$= 9180 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

$$\text{पूरक होज़ स्ट्रीम के लिए पानी (1 एचवीएलआर सहित)} =$$

$$372 \text{ एम}^3/\text{घंटा} \text{ कुल पानी की दर} = 9552 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

(ग) विकल्प-III

यूनिट क्षेत्र के भाग के लिए पानी की आवश्यकता फिक्स्ड स्प्रे प्रणाली (अत्यधिक खतरनाक क्षेत्र) के साथ प्रदान की जाती है

$$\text{अनुमानित क्षेत्र} = 1000 \text{ एम}^2 \text{ पानी की दर} = 10.2 \text{ एलपीएम/एम}^2$$

$$\text{ठंडे पानी की आवश्यकता} = 10200 \text{ एलपीएम}$$

$$= 10200 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

$$\text{पूरक होज़ स्ट्रीम के लिए पानी (1 एचवीएलआर सहित)} = 372$$

$$\text{एम}^3/\text{घंटा}$$

कुल ठंडा पानी आवश्यक = 984 एम³/घंटा

1.5.2 विकल्प I, II और III डिज़ाइन प्रवाह दर के तहत अधिकतम पानी को ध्यान में रखते हुए = 984 एम³/घंटा

1.6 सबसे बड़े प्लोटिंग रूफ टैंक (रूफ सिंकिंग मामला) की पूरी सतह में आग के लिए पानी की गणना - एकल आकस्मिकता के रूप में माना जाता है

1.6.1 आंकड़े:

एक डाइक क्षेत्र में कुल भंडारण क्षमता = 120,000 एम³/घंटा

टैंकों की संख्या = 2

प्रत्येक टैंक की क्षमता = 60,000 एम³, प्रत्येक टैंक का व्यास = 79 एम,

प्रत्येक टैंक की ऊँचाई = 14.4 एम

1.6.2 ठंडे पानी की आवश्यकता:

आग लगे टैंक के लिए टैंक शेल क्षेत्र के ठंडा पानी की दर @3 एलपीएम/एम²

अपेक्षित ठंडा पानी = $\pi \times 79 \times 14.4 \times 3$

= 10726 एलपीएम = 644 एम³/घंटा

यह मानते हुए कि दूसरा टैंक, टैंक डाइक के भीतर टैंक शेल से 30 एम. से अधिक की दूरी पर स्थित है।

फिर, टैंक शेल क्षेत्र के 1 एलपीएम/ एम² की दर से ठंडे पानी की आवश्यकता 215 एम³/घंटा होगी।

कुल ठंडा पानी = (644 + 215) एम³/घंटा = 859 एम³/घंटा

1.6.3 फोम अनुप्रयोग में पानी की आवश्यकता

फ़ोम अनुप्रयोग दर: 8.1 एलपीएम

फोम मिश्रण की आवश्यकता = $((\pi \times 79 \times 79) / 4 \times 8.1)$ एलपीएम

= 39720 एलपीएम

= 2383 एम³/घंटा

फोम मिश्रण के लिए आवश्यक पानी = 97% $\times$ 2383 ए

म³/घंटा = 2312 एम³/घंटा टिप्पण-2 देखें

1.6.4 4 हाइड्रेंट स्ट्रीम + 1 उच्च मात्रा लंबी दूरी के वॉटर मॉनिटर पर आधारित पूरक होज़ स्ट्रीम के लिए फायर वॉटर।

$$4 \times 36 \text{ घन एम}^3/\text{घंटा} + 1 \times 228 \text{ एम}^3/\text{घंटा} = 372 \text{ एम}^3/\text{घंटा}$$

1.6.5 कुल पानी की आवश्यकता:

टैंक कूलिंग 859 घन एम³/घंटा

फोम अनुप्रयोग 2312 एम³/घंटा(टिप्पण-2 के अनुसार फोम हानि के लिए अतिरिक्त आवश्यकता)

पूरक स्ट्रीम 372 एम³/घंटा

कुल 3543 एम³/घंटा

कुल पानी की आवश्यकता = 3550 एम³/घंटा

(टिप्पण-2 के अनुसार फोम नुकसान के लिए अतिरिक्त आवश्यकता)

1.7 कुल डिजाइन अग्नि जल दर

1.7.1 एक साथ दो बड़ी जगह आग लगने को काबू पाने के लिए 5 मामलों के लिए आग पानी की दरें नीचे दी गई हैं;अर्थात्:-

फ्लोटिंग रूफ टैंक सुरक्षा = 1369 एम³/घंटा

कोन रूफ टैंक सुरक्षा = 1714 एम³/घंटा

एलपीजी क्षेत्र सुरक्षा = 2040 एम³/घंटा

एलपीजी रेल वैगन लोडिंग गैन्ट्री = 702 एम³/घंटा सुरक्षा;और

प्रोसेस यूनिट सुरक्षा = 984 एम³/घंटा

टिप्पण-2: हवा और अन्य स्रोतों से संभावित झाग के नुकसान को डिजाइन आवश्यकताओं के अनुसार इस मान में जोड़ा जाना चाहिए। इस विशिष्ट गणना शीट में इन नुकसानों पर विचार नहीं किया गया है।

1.7.2 एक साथ उपर्युक्त दो बड़ी आग को बुझाने के लिए, डिज़ाइन फायर वाटर दर दो उच्चतम जल दरों का योग है अर्थात्

डिजाइन अग्नि जल दर = 2040 एम³/घंटा+ 1714 एम³/घंटा

= 3754 एम³/घंटा

उदाहरण = 3750 एम³/घंटा

1.7.3 सबसे बड़े फ्लोटिंग रूफ टैंक (रूफ सिंकिंग केस) की पूर्ण सतह में आग

लगने पर:

विशिष्ट गणना के अनुसार आवश्यक कुल अग्नि जल प्रवाह दर 1.6.5 (अनुलग्नक-1) में दिखाया गया जो 3550 एम³/घंटा है। (टिप्पण-2 के अनुसार फोम नुकसान के लिए अतिरिक्त आवश्यकता)

1.7.4 डिजाइन फायर वाटर दर उपर्युक्त 1.7.2 या 1.7.3 की उच्चतम होगी।

टिप्पण: फ्लोटिंग रूफ टैंक रूफ सिंकिंग केस की पूरी सतह पर आग लगने की संभावना काफी कम है, इसे डिजाइन अग्नि जल आवश्यकता पर पहुंचने के उद्देश्य से एकल सबसे बड़ी आकस्मिकता के रूप में माना जाता है।

टिप्पण-2: हवा और अन्य स्रोतों से संभावित झाग के नुकसान को डिजाइन आवश्यकताओं के अनुसार इस मान में जोड़ा जाएगा। इस विशिष्ट गणना शीट में ऐसे नुकसानों पर विचार नहीं किया गया है।

अनुलग्नक-2

1.0 फोम कंपाउंड आवश्यकता की गणना के लिए उदाहरण

1.1 शंकु रूफ टैंक सुरक्षा:

1.1.1 आंकड़े:

(क) एक डाइक क्षेत्र में कुल संग्रहण क्षमता = 50000 एम³ टैंकों की संख्या
= 4

(ख) प्रत्येक टंकी का व्यास = 37.5 एम

(ग) प्रत्येक टंकी की ऊँचाई = 12 एम

1.1.2 फोम कंपाउंड की मात्रा की गणना निम्नानुसार की जाएगी; अर्थात्:-

डाइक क्षेत्र में एकल सबसे बड़े शंकु छत टैंक की तरल सतह के लिए @5 एलपीएम/ एम² फोम मिश्रण अनुप्रयोग को माने;

(क) मिश्रण दर = $(\pi \times (37.5)^2 \times 5) / 4$
= 5525 एलपीएम

(ख) अपेक्षित फोम कंपाउंड (3%) = $(5525 \times 3/100)$ एलपीएम
= 166 एलपीएम

(ग) 65 मिनट के लिए फोम कंपाउंड मात्रा = 166×65
= 10,790 लीटर

1.1.3 मान लें, 4500 एलपीएम फोम मिश्रण क्षमता का एक पोर्टेबल फोम मॉनिटर: 3% फोम कंपाउंड की आवश्यकता = 135 एलपीएम
65 मिनट के लिए आवश्यक फोम कंपाउंड = 8,775 लीटर

1.1.4 मान लें, 1140 एलपीएम की क्षमता वाले फोम की 2 होज स्ट्रीम, फोम मिश्रण क्षमता 3%, फोम कंपाउंड की आवश्यकता = 68.4 एलपीएम
65 मिनट के लिए आवश्यक फोम कंपाउंड = 4,446 लीटर

1.1.5 शंकु छत टैंक के सुरक्षा क्षेत्र के लिए आवश्यक कुल फोम कंपाउंड:
(क) शंकु रूफ टैंक के लिए आवश्यक फोम कंपाउंड = 10,790 लीटर,
1 फोम मॉनिटर के लिए अपेक्षित फोम कंपाउंड = 8,775 लीटर,
2 होज स्ट्रीम के लिए अपेक्षित फोम कंपाउंड = 4,446 लीटर,
कुल = 24,011 लीटर
(ख) उदाहरण = 24,000 लीटर

1.2 फ्लोटिंग रूफ टैंक सुरक्षा

1.2.1 आंकड़े:

(क) एक डाइक की कुल संग्रहण क्षमता = 1,20,000, घन मीटर टैंकों की संख्या = 2
(ख) प्रत्येक टैंक की क्षमता = 60,000 एम 3, प्रत्येक टैंक का व्यास = 79 एम., प्रत्येक टैंक की ऊँचाई = 14.4 एम.

1.2.2 मान लें, डाइक क्षेत्र में एकल सबसे बड़े फ्लोटिंग रूफ टैंक के सील क्षेत्र के 12 एलपीएम/ एम 2 की फोम मिश्रण अनुप्रयोग दर:

(क) 79 मीटर व्यास के फ्लोटिंग रूफ टैंक के लिए,
टैंक का व्यास (डी1) = 79 मीटर
शेल से फोम डैम की दूरी = 0.8 मीटर
(ख) फोम डैम तक छत का व्यास (डी2) = $(79 - (2 \times 0.8))$ एम. = 77.4 एम.
रिम सील क्षेत्र = $((\pi / 4) \times (79^2 - 77.4^2))$ एम 2
= 197 एम 2
(ग) फोम मिश्रण दर @ 12 एलपीएम/ एम 2 = 2364 एलपीएम
3% फोम कंपाउंड आवश्यक = 70.9 एलपीएम
65 मिनट के लिए आवश्यक फोम कंपाउंड = 4,609 लीटर

- 1.2.3 शंकु रूफ सुरक्षा के लिए की गई गणना के अनुसार 1 फोम मॉनिटर और 2 होज़ स्ट्रीम हेतु आवश्यक फोम कंपाउंड
 (क) फोम मॉनिटर 8,775 लीटर
 (ख) होज़ स्ट्रीम 4,446 लीटर
- 1.2.4 फ्लोटिंग रूफ टैंक क्षेत्र सुरक्षा के लिए आवश्यक कुल फोम कंपाउंड: फ्लोटिंग रूफ टैंक के लिए आवश्यक फोम कंपाउंड 4,609 लीटर
 (क) 1 फोम मॉनिटर के लिए आवश्यक फोम कंपाउंड 8,775 लीटर
 (ख) 2 होज़ स्ट्रीम के लिए आवश्यक फोम कंपाउंड 4,446 लीटर
 कुल आवश्यकता = 17,830 लीटर
 उदाहरण = 18,000 लीटर
- 1.3 उपर्युक्त उदाहरण की तर्ज पर विभिन्न डाइक क्षेत्रों के लिए फोम कंपाउंड आवश्यकता की गणना की जानी चाहिए।
- 1.4 स्थापना की कुल आवश्यकता प्राप्त करने के लिए, दो डाइक क्षेत्रों (अधिकतम फोम कंपाउंड दरों की आवश्यकता के साथ) में बड़ी आग बुझाने की आवश्यकताओं को जोड़ा जाना चाहिए।
- 1.5 उदाहरण के लिए, प्रत्येक क्षेत्र में 37.5 मीटर के सबसे बड़े टैंक व्यास वाले 2 शंकु रूफ टैंक डाइक क्षेत्रों के लिए, फोम कंपाउंड की आवश्यकता 2 x 24000 लीटर अर्थात् 48,000 लीटर है। इसी तरह, प्रत्येक क्षेत्र में 79 मीटर के सबसे बड़े टैंक व्यास वाले 2 फ्लोटिंग रूफ टैंक डाइक क्षेत्रों के लिए, फोम कंपाउंड की आवश्यकता 2 X 18000 लीटर अर्थात् 36,000 लीटर है।
- 1.6 सबसे बड़े फ्लोटिंग रूफ टैंक (रूफ सिंकिंग केस) की पूर्ण सतह पर आग लगने के लिए फोम की आवश्यकता: इसे एकल सबसे बड़ी आकस्मिकता के रूप में माना जाता है और इसे अनुलग्नक-3 में विस्तार से दिया गया है।

अनुलग्नक-3

- 1.0 फ्लोटिंग रूफ के डूबने के बाद एक बड़े फ्लोटिंग रूफ टैंक में आग लगने का उदाहरण
- 1.1 पोर्टेबल मॉनिटरों के साथ फ्लोटिंग रूफ टैंक के लिए फोम की आवश्यकता की गणना के लिए उदाहरण:
- 1.1.1 आंकड़े:

टंकी का व्यास = 79 एम.

छत का प्रकार = फ्लोटिंग रूफ

फोम अनुप्रयोग दर = 8.1 एलपीएम

फोम मिश्रण की आवश्यकता = $\frac{\pi \times (79)^2 \times 8.1}{4}$ 39,720 एलपीएम = 2,383 एम³/घंटा

उदाहरण के लिए, = 2,400 एम³/घंटा

फोम कंपाउंड आवश्यकता = 39720 x 3/100 = 1192 एलपीएम

फोम कंपाउंड आवश्यकता = (1192 x 65) लीटर

3% संकेंद्रण के साथ 65 मिनट के लिए

= 77,480 लीटर

अनुलग्नक-4

- 1.0 वर्ग-क पेट्रोलियम के भंडारण वाले बाहरी फ्लोटिंग रूफ टैंक के लिए स्वतः सक्रिय रिम सील आग का पता लगाने और बुझाने की प्रणाली
- 1.1 स्वतः सक्रिय फ्लडिंग प्रणाली को अपने प्रारंभिक चरण में फ्लोटिंग रूफ टैंक रिम सील आग का स्वतः पता लगाने और बुझाने के लिए डिज़ाइन किया गया है। प्रणाली को टैंक की छत पर लगाया जाता है। प्रणाली के डिज़ाइन के लिए न्यूनतम आवश्यकता नीचे दी गई है; अर्थात्:-

1.1.1 फोम फ्लडिंग प्रणाली:

प्रणाली में फिल्म फॉर्मिंग फ्लोरोप्रोटीन फोम (एफएफएफपी) या एक्विविस फिल्म फॉर्मिंग फोम (एएफएफएफ) टाइप कंसंट्रेट का उपयोग किया जाता है।

1.1.2 फोम एप्लीकेशन प्रणाली:

- (क) एक बड़े भंडारण टैंक को पूरे रिम सील में फोम लगाने के लिए एक या एक से अधिक मॉड्यूलर यूनिटों की आवश्यकता होती है। ऐसी प्रत्येक यूनिट में रिम सील क्षेत्र पर टैंक परिधि के साथ एक फोम वितरण पाइप बिछाया जाता है। फोम लगाने के लिए स्प्रे नोजल उपयुक्त अंतराल पर डिस्ट्रीब्यूशन पाइप पर लगाए जाते हैं। डिस्ट्रीब्यूशन पाइप स्थायी रूप से प्री-मिक्स फोम वाले भंडारण वेसल से जुड़ा होता है और दोनों को छत पर रखा जाता है। फोम को नाइट्रोजन के दबाव में रखा जाता है। प्रीमिक्स फोम मिश्रण एक वेसल में होता है जिसे नाइट्रोजन से चार्ज किया जाता है। प्रणाली को रिम सील क्षेत्र के @ 18 एलपीएम/ एम 2 की न्यूनतम फोम एप्लीकेशन दर के लिए डिज़ाइन किया गया है। प्रभावी नियंत्रण के लिए, फोम को लगभग 40 सेकंड में डिस्चार्ज किया जाना चाहिए।

1.1.3 अलार्म और सवत: सक्रिय होने वाली प्रणाली

- (क) रिम सील में आग लगने की स्थिति में, इसका पता लगाने में सक्षम डिवाइस द्वारा स्वतः इसका पता लगाया जाता है। डिवाइस तब रिम सील के पूरे क्षेत्र में फोम के एप्लीकेशन के लिए स्प्रे सिस्टम को सक्रिय करता है ताकि आग को उसके शुरुआती चरण में जल्दी से बुझाया जा सके। आवश्यक अग्नि चेतावनी के लिए पता लगाने और बुझाने की प्रणाली के साथ एक ऑडियो-विजुअल अलार्म भी जोड़ा गया है।
- (ख) सिस्टम में एक फायर डिटेक्टर नेटवर्क शामिल है जो आग को भांप लेता है और रिम सील क्षेत्र पर अग्निशमन मीडियम की स्वचालित रिलीज को सक्रिय करता है। प्रत्येक टैंक में पता लगाने और बुझाने की स्वतंत्र प्रणाली होगी।
- (ग) डिजाइन के अवधारणा में फ्लोटिंग रूफ पर रखे गए मॉड्यूल के वजन का प्रभाव शामिल होना चाहिए।
- (घ) पहचान प्रणाली को अत्यधिक विश्वसनीय होने की आवश्यकता है और रिम सील आग की सुरक्षा के लिए विभिन्न साइट परिवेश तापमान पर काम करेगी। डिटेक्शन प्रणाली को बीआईएस, यूएल, एफएम, वीडिएस, एलपीसी जैसी किसी भी राष्ट्रीय या अंतरराष्ट्रीय एजेंसियों द्वारा सूचीबद्ध या अनुमोदित किया जाना चाहिए ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि उन प्रणालियों का उपयोग किया जाता है जो सुरक्षा के उच्चतम मानकों को पूरा करती हैं।

1.1.4 79 मीटर व्यास वाले टैंक के लिए मॉड्यूलर फोम एप्लीकेशन सिस्टम की गणना:

टैंक का रिम सील क्षेत्र: $\pi \times 79 \times 0.3 = 74.5 \text{ एम}^2$ (आम तौर पर 300 एम. एम. के लचीले सील क्षेत्र को ध्यान में रखते हुए)

फोम लगाने की दर @ 18 एलपीएम/ एम² = 1341 एलपीएम

40 सेकंड में आवश्यक कुल फोम मिश्रण = 894 लीटर

टैंक के लिए आवश्यक मॉड्यूलर यूनिट की कुल संख्या = 7*

*(135 लीटर फोम वाले 150 लीटर क्षमता वाले बर्तन पर विचार करते हुए)

अनुसूची-6 [कृपया अनुसूची 6 देखें]

6.0 सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली (एसएमएस)

- 6.1 बड़े दुर्घटना जोखिम को कम करने और बेहतर प्रोसेस उद्योग प्रदर्शन के लिए प्रोसेस सुरक्षा प्रबंधन को व्यापक रूप से श्रेय दिया जाता है। प्रोसेस सुरक्षा प्रबंधन अच्छे डिजाइन सिद्धांतों, इंजीनियरिंग और संचालन प्रथाओं को लागू करके खतरनाक पदार्थों को संभालने वाली ऑपरेटिंग प्रणाली और प्रक्रियाओं की अखंडता के प्रबंधन के लिए एक अनुशासित ढांचा है। यह उन घटनाओं की रोकथाम और नियंत्रण से संबंधित है जिनमें खतरनाक सामग्री या ऊर्जा छोड़ने की क्षमता हो। इस तरह की घटनाएं जहरीले प्रभाव, आग या विस्फोट का कारण बन सकती हैं और अंततः गंभीर चोट लगने, संपत्ति का नुकसान, उत्पादन का नुकसान और पर्यावरणीय प्रभाव हो सकता है।
- 6.2 एक प्रभावी प्रोसेस सुरक्षा प्रबंधन कार्यक्रम के लिए संपूर्ण रासायनिक प्रक्रिया का मूल्यांकन करने हेतु एक व्यवस्थित दृष्टिकोण की आवश्यकता होती है। इस दृष्टिकोण का उपयोग करते हुए, प्रोसेस डिजाइन, प्रोसेस प्रौद्योगिकी, प्रोसेस परिवर्तन, परिचालन एवं रखरखाव गतिविधियों और प्रक्रियाओं, गैर-नियमित गतिविधियों एवं प्रक्रियाओं, आपातकालीन तैयारी योजनाओं एवं प्रक्रियाओं, प्रशिक्षण कार्यक्रमों और प्रक्रिया को प्रभावित करने वाले अन्य घटकों पर मूल्यांकन में विचार किया जाता है।
- 6.3 कंपनियों को सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली स्थापित करनी चाहिए, जो एक कंपनी के समस्त प्रबंधन ढांचे का एक अभिन्न अंग होगा, जिसमें निम्नलिखित पांच प्रमुख घटक शामिल हैं। सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली (एसएमएस) पीडीसीए (योजना बनाएं, उत्पादन करें, जांचें और लागू करें) चक्र पर आधारित होनी चाहिए। पीडीसीए में आम तौर पर एक प्रभावी सुरक्षा प्रदर्शन प्रदान करने के लिए निम्नलिखित पहलुओं पर विचार करना शामिल है; अर्थात्:-
- 6.3.1 नेतृत्व और प्रबंधन प्रतिबद्धता: इसमें शीर्ष प्रबंधन, कंपनी संचालन मॉडल, जवाबदेही, परिभाषित नीति, उद्देश्य, आवश्यकताएं और रणनीतियां; मानक तय करना शामिल है।
- 6.3.2 योजना और निष्पादन - जोखिमों के प्रबंधन के लिए परिचालन मानकों

एवं प्रक्रियाओं को तैयार करने और लागू करने के लिए जिम्मेदार लाइन एवं सुरक्षा संगठन शामिल हैं।

- 6.3.3 परिचालनात्मक नियंत्रण: व्यवसाय या कंपनी के जोखिम के प्रबंधन के लिए प्रबंधन की मूलभूत अपेक्षाओं को शामिल किया जाता है।
- 6.3.4 मापन और मूल्यांकन - इसमें केपीआई को परिभाषित करना, सक्रिय निगरानी, रिकॉर्डिंग और गैर-अनुरूपता को संभालना शामिल है;
- 6.3.5 सतत सुधार - इसमें प्रबंधन समीक्षा, प्रतिबद्धता की दृश्यता और सुरक्षा के लिए जवाबदेही के महत्व का प्रतिबिंब शामिल है।

6.4 सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली के घटक (एसएमएस)

- 6.4.1 सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली में कम से कम निम्नलिखित बुनियादी घटक शामिल होने चाहिए, जो कंपनियों को प्रोसेस सुरक्षा की आवश्यकताओं को पूरा करने में मदद करें;अर्थात्:-

(क) नेतृत्व और प्रबंधन प्रतिबद्धता-

- (i) नेतृत्व और प्रबंधन प्रतिबद्धता एसएमएस में स्पष्ट रूप से दिखाई देनी चाहिए। प्रबंधन को कंपनी की सुरक्षा एवं पर्यावरण नीतियों और संगठनात्मक संरचना का एक लिखित विवरण विकसित करना चाहिए और उसे समर्थन देना चाहिए जो प्रबंधन कार्यक्रम को लागू करने के लिए आवश्यक जिम्मेदारियों, अधिकारियों और संचार की पंक्तियों को परिभाषित करता है। प्रबंधन को यह निर्धारित करने के लिए सुरक्षा और पर्यावरण प्रबंधन कार्यक्रम की समीक्षा करनी चाहिए कि क्या यह पूर्व निर्धारित आवृत्ति पर उपयुक्त, पर्याप्त और प्रभावी बना रहता है। प्रबंधन समीक्षा को कार्यक्रम लेखापरीक्षा परिणामों, बदलती परिस्थितियों और निरंतर सुधार की प्रतिबद्धता के आलोक में नीति, उद्देश्यों और कार्यक्रम के अन्य घटकों में परिवर्तन की संभावित आवश्यकता को पूरा करना चाहिए। प्रबंधन समीक्षा की टिप्पणियों, निष्कर्षों और सिफारिशों को प्रलेखित किया जाना चाहिए।

(ख) योजना और निष्पादन:

- (i) प्रबंधन यह सुनिश्चित करेगा कि:
- (I) प्रत्येक एसएमएस घटक के निष्पादन का समर्थन करने के लिए प्रक्रियाओं और पद्धतियों को परिभाषित किया गया है;
 - (II) प्रक्रिया को रिफाइनरी सुरक्षा और एसएमएस पर प्रभाव के लिए विनियामक और सांविधिक आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए परिभाषित किया गया है;
 - (III) योजनाओं, प्रक्रियाओं और पद्धतियों को यह सुनिश्चित करने के लिए एकीकृत किया जाता है कि डेटा, परिणाम और निष्कर्ष प्रासंगिक घटकों, प्रक्रियाओं, टीमों, कर्मचारियों और ठेकेदारों में साझा किए जाते हैं; और
 - (IV) कर्मियों और सहायक प्रौद्योगिकी आवश्यकताओं सहित बजट और संसाधन नियोजन, एसएमएस को डिजाइन करने, लागू करने और सुधारने के लिए विकसित किए गए हैं।
- (ii) प्रबंधन अपने एसएमएस के प्रति अपनी प्रतिबद्धता का नेतृत्व और प्रदर्शन करेगा;
- (I) एक सकारात्मक सुरक्षा संस्कृति को बढ़ावा देना और यह आकलन करना कि समय के साथ यह संस्कृति कैसे बदल रही है;
 - (II) यह सुनिश्चित करना कि इस विनियम में निर्धारित परिचालन घटक कार्यान्वयन के लिए स्पष्ट उत्तरदायित्व के साथ तथा उद्देश्यों और दिन-प्रतिदिन की गतिविधियों के बीच एक स्पष्ट संबंध है;
 - (III) जोखिम प्रबंधन प्रक्रियाओं को बढ़ावा देना जो जोखिमों की पहचान, मूल्यांकन, प्राथमिकता और प्रबंधन में मदद करते हैं, अनुपालन सुनिश्चित करते हैं और जोखिम कम करने के उपायों का समर्थन करते हैं;
 - (IV) संसाधन आवंटन प्रक्रिया का नेतृत्व करना;
 - (V) उच्च-स्तरीय प्रदर्शन उपायों की स्थापना करना;
 - (VI) आंतरिक और बाहरी हितधारकों के साथ एसएमएस के प्रति प्रतिबद्धता संप्रेषित करना; और
 - (VII) संगठन के सभी स्तरों पर जुड़ाव और नेतृत्व को बढ़ावा देना।

(iii) कंपनी नीतियों और उद्देश्यों को पूरा करने के लिए प्रक्रियाओं, पद्धतियों, प्रणालियों, और प्रशिक्षण की स्थापना, कार्यान्वयन, मूल्यांकन और सुधार करेगी। उन्हें संबंधित संगठन के साथ वार्षिक योजना विकसित करने के लिए जिम्मेदार होना चाहिए, जो संगठन की नीति और लक्ष्यों के अनुरूप हो। कंपनी प्रासंगिक स्वास्थ्य, सुरक्षा और पर्यावरण विषयों पर अनुबंधित कर्मचारियों सहित पूरी साइट को ध्यान में रखते हुए एक वार्षिक एचएसई कार्यक्रम जारी करेगी, जिसमें निम्नलिखित शामिल हैं,

- (I) पिछले वर्ष एचएसई प्रदर्शन।
- (II) आने वाले वर्ष के लिए एचएसई लक्ष्य।
- (III) महत्वपूर्ण घटनाएं और सीख।
- (IV) प्रक्रिया सुरक्षा, कार्यस्थल सुरक्षा, व्यावसायिक स्वास्थ्य और पर्यावरण के भीतर विशिष्ट पहल।
- (V) आपातकालीन प्रतिक्रिया।
- (VI) ठेकेदार की भागीदारी; और
- (VII) लेखापरीक्षा और प्रबंधन समीक्षा।

(iv) कंपनी नेतृत्व को सुरक्षित, पर्यावरण की दृष्टि से स्वस्थ, विश्वसनीय और कुशल संचालन के लिए पर्याप्त संसाधनों की पहचान, तलाश और विभाजन करना चाहिए तथा सीखे गए सबक को साझा करना चाहिए और एसएमएस के प्रत्येक घटक का समाधान करने वाले प्रदर्शन उपायों को स्थापित करना चाहिए।

(ग) परिचालनात्मक नियंत्रण: गंभीर प्रक्रिया से संबंधित घटनाओं को रोकने के लिए प्रत्येक कंपनी अपनी प्रक्रिया में निहित खतरों की पहचान करने, समझने और नियंत्रित करने के लिए जिम्मेदार होगी, जो संयंत्र कर्मियों, साइट से दूर समुदायों, पर्यावरण को प्रभावित कर सकती है, या महत्वपूर्ण संपत्ति हानि या व्यापार को नुकसान कर सकती है। परिचालन घटक या परिचालन नियंत्रण न केवल एक ऑपरेशन की सुरक्षा को बढ़ाने के लिए एक प्रभावी उपकरण होना चाहिए, बल्कि इसकी दक्षता, किफायती लागत और गुणवत्ता के लिए यह न केवल विकास, कार्यान्वयन और रखरखाव के लिए एक सुरक्षित, बल्कि कुशल प्रक्रिया साधन भी है। इसमें रासायनिक और विनिर्माण प्रक्रियाओं के लिए प्रणालियों और नियंत्रणों का अनुप्रयोग शामिल है। निम्नलिखित परिचालनात्मक नियंत्रणों को

एसएमएस का भाग बनाना चाहिए। प्रासंगिक व्यवसाय या कंपनी के जोखिम का प्रबंधन करने के लिए वे मूल अपेक्षाएं हैं। इस प्रकार की अपेक्षाएँ एसएमएस के लिए रूपरेखा प्रदान करती हैं। जोखिम के स्तर और संचालन की जटिलता के आधार पर इन घटकों के कार्यान्वयन की गहनता कंपनी द्वारा स्थापित की जानी चाहिए;अर्थात्:-

(i) प्रक्रिया सुरक्षा सूचना (पीएसआई) - सुविधा के लिए व्यापक सुरक्षा और पर्यावरण संबंधी जानकारी, जिसमें प्रक्रिया, यांत्रिक और सुविधा डिजाइन पर प्रलेखन शामिल है, को सुविधा के पूरे जीवन काल में विकसित और बनाए रखा जाना चाहिए। इस दस्तावेज़ के लिए आवश्यक कोई भी प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण करने से पहले कंपनी लिखित प्रक्रिया सुरक्षा जानकारी का संकलन पूरा करेगी। अद्यतन पीएसआई को सुविधा में परिवर्तन करने से पहले और महत्वपूर्ण परिचालन एवं रखरखाव निर्णय लेने के लिए एक महत्वपूर्ण इनपुट के रूप में उपलब्ध कराया जाना चाहिए। लिखित प्रक्रिया सुरक्षा जानकारी के संकलन से कंपनी और प्रक्रिया में शामिल कर्मचारियों को अत्यधिक खतरनाक रसायनों से जुड़ी प्रक्रियाओं से उत्पन्न खतरों की पहचान करने और उन्हें जानने-समझने में मदद मिलनी चाहिए। प्रक्रिया सुरक्षा जानकारी में अत्यधिक खतरनाक रसायनों के खतरों के बारे में जानकारी शामिल होगी, जिसमें संग्रहीत ऊर्जा के साथ सिस्टम, प्रक्रिया द्वारा उपयोग या उत्पादित, प्रक्रिया की तकनीक पर जानकारी, प्रक्रिया में उपकरण की जानकारी और संयंत्र या सुविधा में प्रबंधन की गई मात्रा की जानकारी शामिल होगी;और

(I) प्रक्रिया में अत्यधिक खतरनाक रसायनों के खतरों के बारे में जानकारी में कम से कम निम्नलिखित शामिल होंगे;अर्थात्:-

- (क) विषाक्तता,
- (ख) अनुमेय जोखिम सीमा,
- (ग) भौतिक डाटा,
- (घ) प्रतिक्रियाशीलता डेटा,
- (ङ) संक्षारण डेटा, और
- (च) थर्मल और रासायनिक स्थिरता डेटा, और विभिन्न सामग्रियों के अनजाने मिश्रण के कारण खतरनाक प्रभाव;और

(छ) न्यूनतम इन्वेंटरी रखरखाव।

(II) प्रक्रिया की तकनीक पर जानकारी में कम से कम निम्नलिखित शामिल होंगे; अर्थात्

(क) एक ब्लॉक प्रवाह डायग्राम या सरलीकृत प्रक्रिया प्रवाह डायग्राम,

(ख) प्रक्रिया रसायन शास्त्र,

(ग) अधिकतम इच्छित इन्वेंट्री,

(घ) तापमान, दबाव, प्रवाह या संघटन जैसी वस्तुओं के लिए सुरक्षित ऊपरी और निचली सीमाएं, और

(ङ) कर्मचारियों की सुरक्षा और स्वास्थ्य को प्रभावित करने वाले विचलन सहित विचलन के परिणामों का मूल्यांकन।

(III) जहां मूल तकनीकी जानकारी अब मौजूद नहीं है, ऐसी जानकारी को विश्लेषण का समर्थन करने के लिए पर्याप्त विवरण में प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण के संयोजन के साथ विकसित किया जा सकता है। प्रक्रिया में उपकरण पर जानकारी में निम्नलिखित शामिल होंगे; अर्थात्:-

(क) निर्माण की सामग्री

(ख) पाइपिंग और उपकरण डायग्राम (पी एंड आईडी)

(ग) विद्युत वर्गीकरण

(घ) राहत प्रणाली डिजाइन और डिजाइन आधार,

(ङ) वेंटिलेशन सिस्टम डिजाइन,

(च) नियोजित डिजाइन कोड और मानक,

(छ) प्रक्रियाओं के लिए सामग्री और ऊर्जा संतुलन; और

(ज) सुरक्षा प्रणाली (जैसे इंटरलॉक, पहचान, या दमन प्रणाली)।

कोड, मानकों, या प्रथाओं के अनुसार डिजाइन और निर्मित मौजूदा उपकरण के लिए जो अब सामान्य उपयोग में नहीं हैं, कंपनी को यह निर्धारित करना चाहिए और रिकार्ड करना चाहिए कि उपकरण को सुरक्षित तरीके से डिजाइन,

रखरखाव, निरीक्षण, परीक्षण और संचालित किया गया है।

(ii) प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण-

(I) प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण (पीएचए) का उद्देश्य उन घटनाओं की पहचान, मूल्यांकन और नियंत्रण करके किसी खतरनाक या जहरीले पदार्थ के रिलीज़ होने की संभावना और परिणामों को कम करना है जिससे रिलीज़ हो सकती है। किसी भी सुविधा के लिए प्रक्रिया संबंधी खतरों का विश्लेषण अनियंत्रित रिलीज़ और अन्य सुरक्षा या पर्यावरणीय घटनाओं की पहचान, मूल्यांकन और संभावना को कम करने या परिणामों को कम करने के लिए किया जाना चाहिए। पीएचए के माध्यम से प्रक्रिया संबंधी खतरों के व्यवस्थित मूल्यांकन में खतरे की पहचान, जोखिम मूल्यांकन, परिणाम विश्लेषण, सुविधा स्थल, स्वाभाविक रूप से सुरक्षित प्रक्रिया और मानव कारक जैसे कदम शामिल हैं। इन अध्ययनों में यूनिट संचालन के विभिन्न चरणों - स्थिर स्थिति, स्टार्ट-अप और शटडाउन चरणों में प्रक्रिया के खतरों को शामिल करना चाहिए। पीएचए से उत्पन्न सिफारिशें नई प्रक्रिया या सुविधा के लिए स्टार्ट-अप या मौजूदा सुविधा में संशोधन से पहले पूरी की जानी चाहिए।

(II) प्रारंभिक प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण के पूरा होने के बाद कम से कम हर 5 साल में अपेक्षित पृष्ठभूमि रखने वाली टीम द्वारा प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण को अद्यतन और पुनः सत्यापित किया जाना चाहिए। प्रमुख घटना घटित होने या यूनिट में किसी भी बड़े संशोधन के मामले में पीएचए को पुनः वैध बनाने की सिफारिश की जाती है, जो पहले पीएचए को अमान्य करे।

(III) कंपनी को प्रक्रिया के जीवन काल के लिए, पीएसएम द्वारा कवर की गई प्रत्येक प्रक्रिया के साथ-साथ सिफारिशों के प्रलेखित समाधान के लिए प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण और अद्यतन या पुनः वैध बनाने के प्रदर्शन का रिकॉर्ड बनाए रखना चाहिए।

(iii) संचालन प्रक्रियाएं-

(I) निष्पादित किए जाने वाले कार्यों, दर्ज किए जाने वाले डेटा, बनाए रखी जाने वाली परिचालन स्थितियों, एकत्र किए जाने वाले नमूनों और सुरक्षित संचालन के लिए बरती जाने वाली सुरक्षा और स्वास्थ्य सावधानियों का वर्णन करते हुए लिखित

संचालन प्रक्रियाएं उपलब्ध होंगी। औद्योगिक सुविधाओं के साथ-साथ कई अन्य तकनीकी उद्योगों में ऑपरेटर की गलती सबसे आम प्रकार की दुर्घटना है। एसओपी का उपयोग करने वाले ऑपरेटरों को ठीक से पता होना चाहिए कि उनसे अपने काम के कर्तव्यों को ठीक से पूरा करने के लिए क्या अपेक्षा की जाती है। संचालन प्रक्रियाएं प्रक्रिया सुरक्षा जानकारी पर आधारित होनी चाहिए ताकि सभी ज्ञात खतरों का ध्यान रखा जा सके। प्रक्रिया संबंधी गलती की संभावना को कम करने के लिए प्रारूप, सामग्री और वांछित उपयोग से जुड़े मानवीय कारकों पर विचार किया जाना चाहिए।

- (II) मानक संचालन प्रक्रियाओं का प्रारूप समान रूप से बनाया जाना चाहिए ताकि प्रत्येक एसओपी पूरी सुविधा में निरंतरता बनाए रखे। प्रत्येक एसओपी को अनुभवी ऑपरेटरों से प्राप्त जानकारी के आधार पर डिजाइन किया जाना चाहिए जिन्होंने अतीत में संबंधित कार्य या ऑपरेशन सफलतापूर्वक पूरा किया है। यह सुनिश्चित करना महत्वपूर्ण है कि उपयोग किए जाने वाले एसओपी सटीक और अनुपालन करने में आसान हों। बार-बार उपयोग किए जाने वाले एसओपी की समय-समय पर औपचारिक समीक्षा की जानी चाहिए ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि संयंत्र कैसे संचालित किया जा रहा है, इसमें कोई भी बदलाव ठीक से परिलक्षित हो और एसओपी में शामिल किया जाए।
- (III) एसओपी अनुभवी कर्मियों द्वारा डिजाइन, मानकों और विक्रेताओं के विनिर्देशों के अनुरूप तैयार की जाएगी। एसओपी का पालन करने से पहले उसे उच्च प्रबंधन द्वारा जांचा और अनुमोदित किया जाएगा। एसओपी को पिछले अनुभवों और सिफारिशों को शामिल करते हुए नियमित रूप से अद्यतन किया जाएगा।
- (IV) एसओपी कम से कम निम्नलिखित पहलुओं का समाधान करेगा; अर्थात्:-

(i) प्रत्येक संचालन के चरण:

- (क) शुरुआती स्टार्ट-अप;
- (ख) सामान्य संचालन;
- (ग) अस्थायी संचालन;
- (घ) आपातकालीन शटडाउन, उन स्थितियों सहित जिनके तहत आपातकालीन शटडाउन की आवश्यकता होती है, और

यह सुनिश्चित करने के लिए कि सुरक्षित और समय पर आपातकालीन शटडाउन किया जाए, योग्य ऑपरेटरों को शटडाउन जिम्मेदारी सौंपना;

- (ड) आपातकालीन संचालन;
- (च) सामान्य शटडाउन;
- (छ) टर्नअराउंड के बाद, या आपातकालीन शटडाउन के बाद शुरुआत; और
- (ज) चालू करने और बंद करने की प्रक्रियाएं।

(झ) सुरक्षित संचालन सीमाएं: विचलन के परिणाम, और विचलन को ठीक करने या उससे बचने के लिए आवश्यक कदम।

(ञ) सुरक्षा और स्वास्थ्य संबंधी विचार:

- (i) प्रक्रिया में प्रयुक्त रसायनों के गुण और खतरे;
- (ii) अभियांत्रिकी नियंत्रण, प्रशासनिक नियंत्रण और व्यक्तिगत सुरक्षा उपकरण सहित जोखिम को रोकने के लिए आवश्यक सावधानियां;
- (iii) भौतिक संपर्क या वायु जनित संपर्क होने पर नियंत्रण के उपाय;
- (iv) कच्चे माल के लिए गुणवत्ता नियंत्रण और खतरनाक रासायनिक सूची स्तरों का नियंत्रण;
- (v) कोई विशेष या अनूठा खतरा।
- (vi) सुरक्षा प्रणालियाँ (अर्थात् इंटरलॉक, पहचान या दमन प्रणाली) और उनके कार्य।

(iv) सुरक्षित कार्य पद्धतियां (एसडब्ल्यूपी) - कंपनी संचालन और रखरखाव कार्यों के सुरक्षित संचालन और सुरक्षा को प्रभावित करने वाली सामग्रियों के नियंत्रण को सुनिश्चित करने के लिए सुरक्षित कार्य प्रथाओं का समाधान करने वाली प्रक्रियाओं को बनाए रखेगी। ये सुरक्षित कार्य पद्धतियाँ कई स्थानों पर लागू हो सकती हैं और सामान्य रूप से लिखित रूप में होंगी (जैसे सुरक्षा नियमावली, सुरक्षा मानक और कार्य नियम) लेकिन साइट-विशिष्ट कार्य पद्धतियाँ तैयार की जाएँगी और उनका पालन किया जाएगा। सुरक्षित कार्य प्रथा को प्रायः परमिट के साथ पूरक किया जाता है (जैसे एक जांच-सूची, जिसमें एक प्राधिकार चरण शामिल होता है)। सुरक्षित कार्य प्रक्रियाएं जैसे

नियंत्रण हाट वर्क, संग्रहीत ऊर्जा (लॉकआउट या टैगआउट), प्रोसेस वेसलों या लाइनों को खोलना, सीमित स्थान में प्रवेश, ऊंचाई पर कार्य, उत्खनन, लाइन ब्रेक, सड़क बंद करना और अग्नि प्रणाली की हानि। ऐसे मामलों में जहां किसी कर्मचारी का मानना है कि किसी प्रक्रिया का पालन करने से असुरक्षित स्थिति पैदा होगी, तो उसे काम बंद करने और विचलन करने की अनुमति प्राप्त करने का अधिकार होगा। विचलन को भविष्य के विश्लेषण के लिए दर्ज किया जाना चाहिए। इस विनियम की अनुसूची 11 में निर्धारित अनुसार, सुरक्षित कार्य प्रथाओं को सहायक कंपनियों को कार्य प्रक्रिया के नियंत्रण में होना चाहिए।

(v) प्रशिक्षण- प्रशिक्षण कार्यक्रम कार्यक्रमों की स्थापना और कार्यान्वयन करेगा ताकि ठेकेदारों सहित सभी कर्मियों को सुरक्षित रूप से काम करने के लिए प्रशिक्षित किया जा सके और वे अपने कर्तव्यों और जिम्मेदारियों के अनुसार पर्यावरण संबंधी विचारों से अवगत हों। प्रशिक्षण संचालन प्रक्रियाओं, सुरक्षित कार्य प्रथाओं और आपातकालीन प्रतिक्रिया एवं नियंत्रण उपायों का समाधान करेगा। सुविधाओं में कोई भी बदलाव जिसके लिए नई या मौजूदा संचालन प्रक्रियाओं में संशोधन की आवश्यकता होती है, ऐसी प्रक्रियाओं के सुरक्षित कार्यान्वयन के लिए प्रशिक्षण की आवश्यकता हो सकती है। कंपनी द्वारा नामित प्रशिक्षकों द्वारा प्रशिक्षण प्रदान किया जाना चाहिए और प्रलेखित और एक सुदृढ़ सत्यापन प्रक्रिया स्थापित की जानी चाहिए।

(vi) परिवर्तन का प्रबंधन (एमओसी) -

(I) परिवर्तन से जुड़े खतरों को पहचानने और नियंत्रित करने तथा सुरक्षा जानकारी की सटीकता बनाए रखने के लिए प्रक्रियाएं होनी चाहिए। प्रत्येक एमओसी के लिए, ऑपरेटर परिवर्तन से जुड़े संभावित जोखिमों की पहचान करेगा और ऐसे परिवर्तनों की शुरूआत से पहले किसी भी आवश्यक अनुमोदन की पहचान करेगा। एमओसी प्रक्रिया द्वारा समाधान किए जाने वाले परिवर्तनों के प्रकार में निम्नलिखित शामिल होंगे:

- (क) तकनीकी,
- (ख) भौतिक,
- (ग) प्रक्रियात्मक; और
- (घ) संगठनात्मक।

(II) इस प्रक्रिया में निहित स्थायी या अस्थायी परिवर्तनों पर विचार किया जाएगा। इन प्रक्रियाओं में निम्नलिखित शामिल होना

चाहिए अर्थात्:-

- (क) प्रस्तावित परिवर्तन के लिए प्रक्रिया और यांत्रिक डिजाइन आधार।
- (ख) प्रस्तावित परिवर्तन में शामिल सुरक्षा, स्वास्थ्य और पर्यावरणीय अवधारणा के आधार पर जोखिम विश्लेषण, जिसमें उपयुक्त रूप में जोखिम विश्लेषण शामिल हो।
- (ग) संचालन प्रक्रियाओं, सुरक्षित कार्य प्रथाओं और प्रशिक्षण कार्यक्रम में आवश्यक संशोधन।
- (घ) उपयुक्त कर्मियों को प्रस्तावित परिवर्तन और उस परिवर्तन के परिणामों की सूचना देना।
- (ङ) सुरक्षा और पर्यावरण संबंधी जानकारी में आवश्यक संशोधन।
- (च) परिवर्तन की अवधि, यदि अस्थायी है ; और
- (छ) परिवर्तन को प्रभावी करने के लिए आवश्यक प्राधिकार।

(vii) ठेकेदार सुरक्षा

- (I) ठेकेदारों का चयन करते समय, ऑपरेटरों को ठेकेदार की एचएसई नीतियों एवं प्रथाओं, ठेकेदार के प्रदर्शन और ठेकेदार की प्रक्रियाओं या उप-ठेकेदारों के चयन के लिए मानदंड के बारे में जानकारी प्राप्त करनी चाहिए और उनका मूल्यांकन करना चाहिए।
- (II) ऑपरेटर ठेकेदारों को अपनी सुरक्षा और पर्यावरण प्रबंधन प्रणाली अपेक्षाओं के बारे में बताएगा तथा ठेकेदारों के लिए उनके पास मौजूद किसी विशिष्ट सुरक्षा या पर्यावरण प्रबंधन आवश्यकताओं की पहचान करेगा।
- (III) विभिन्न कंपनियों (ऑपरेटर, ठेकेदार या सेवा प्रदाता, उप-ठेकेदार और तीसरे पक्ष) के एसएमएस की इंटरफेसिंग सुप्रलेखित ब्रिजिंग दस्तावेज़ के माध्यम से सुनिश्चित की जानी चाहिए।
- (IV) ऑपरेटर, ठेकेदार या सेवा प्रदाता, उप-ठेकेदार और तीसरे पक्ष की स्पष्ट भूमिकाओं और जिम्मेदारियों को ऑपरेटर द्वारा प्रलेखित किया जाएगा।

(viii) उपकरण की गुणवत्ता और यांत्रिक अखंडता का आश्वासन-

- (I) प्रक्रियाओं को लागू किया जाना चाहिए ताकि किसी भी

सुविधा के लिए महत्वपूर्ण उपकरणों की पहचान, डिजाइन, निर्माण, स्थापना, परीक्षण, निरीक्षण, निगरानी और उचित सेवा आवश्यकताएं, निर्माता की सिफारिशें, या उद्योग मानकों के अनुरूप तरीके से की जा सके।

- (II) कंपनी सुरक्षा संबंधी उपकरणों के लिए निरीक्षण और परीक्षण प्रक्रियाओं को बनाए रखेगी। मानव कारकों, विशेष रूप से संचालन, रखरखाव और परीक्षण के लिए उपकरण तक पहुंच के संबंध में विचार किया जाना चाहिए। विवरण के लिए कृपया अनुसूची-3 देखें।

(ix) प्री-स्टार्टअप सुरक्षा समीक्षा (पीएसएसआर)-

- (I) एक नई या संशोधित यूनिट शुरू करने से पहले, यह सुनिश्चित करने के लिए एक व्यवस्थित जांच की जानी चाहिए कि निर्माण और उपकरण विनिर्देशों के अनुसार हैं; संचालन प्रक्रियाओं की समीक्षा की गई है; खतरों के विश्लेषण की सिफारिशों पर विचार किया गया है, उन पर ध्यान दिया गया है, उन्हें लागू किया गया है; और कर्मियों को प्रशिक्षित किया गया है। यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि परिवर्तन के प्रबंधन का समाधान करने के लिए कार्यक्रम मौजूद हैं।
- (II) कंपनी को परियोजना के आकार और इसमें शामिल जोखिम के आधार पर जाँच सूची विकसित करनी चाहिए। जाँच सूची में पीएचए की सिफारिशों के कार्यान्वयन की समीक्षा, पीएंडआईडी सहित अद्यतन दस्तावेज, एसओपी, स्टार्ट-अप प्रक्रियाओं, विनियामक अनुपालन, परिवर्तन या परियोजना को निष्पादित करने के लिए जिम्मेदार ऑपरेटिंग व्यक्तिगत प्रशिक्षण, एमओसी के दौरान किए गए संशोधनों की जोखिम समीक्षा, आपातकालीन प्रतिक्रिया योजना, हितधारकों को नए खतरों की सूचना देना और उसी प्रकार के अन्य हित शामिल होंगे।
- (III) हाइड्रोकार्बन शुरू करने से पहले प्रणाली की जाँच करने के उद्देश्य से कमीशनिंग गतिविधियों के प्रारंभ से पहले कंपनी द्वारा एक पीएसएसआर किया जाएगा। चालू करने से पहले चेक शीट का उपयोग आवश्यक जांच की पूरी श्रृंखला को पूरा करने में सहायता करेगा। पीएंडआईडी पर पंच-लिस्टिंग प्रगति दर्ज की जानी चाहिए।
- (IV) चालू करने से पहले इसे पूरा नहीं करने से जुड़े जोखिम के स्तर के अनुरूप निष्पादन के लिए पीएसएसआर की सिफारिशों को प्राथमिकता दी जानी चाहिए। प्रत्येक कंपनी यूनिट के चालू होने से पहले और बाद में सिफारिशों के

प्रबंधन के लिए प्रक्रिया को परिभाषित करेगी।

(x) परमिट टू वर्क (पीटीडब्ल्यू) प्रणाली - पीटीडब्ल्यू प्रणाली एक औपचारिक लिखित प्रणाली है जिसका उपयोग कुछ प्रकार के कार्यों को नियंत्रित करने के लिए किया जाता है जिन्हें संभावित जोखिम के रूप में पहचाना जाता है। परमिट-टू-वर्क प्रणाली की आवश्यक विशेषताएं निम्नानुसार हैं, अर्थात्:-

- (I) यह स्पष्ट पहचान करना कि कौन विशेष कार्यों को अधिकृत कर सकता है (और उनके अधिकार की कोई सीमा) और कौन आवश्यक सावधानियों को निर्दिष्ट करने के लिए जिम्मेदार है;
- (II) परमिट जारी करने, उपयोग करने और बंद करने में प्रशिक्षण और निर्देश;
- (III) यह सुनिश्चित करने के लिए निगरानी और लेखा-परीक्षा करना कि प्रणाली अपेक्षित रूप से काम करती है;
- (IV) खतरनाक माने जाने वाले कार्य के प्रकारों की स्पष्ट पहचान करना;
- (V) कार्यों की स्पष्ट और मानकीकृत पहचान, जोखिम आकलन, अनुमेय कार्य अवधि और पूरक या एक साथ गतिविधि और नियंत्रण उपाय करना।
- (VI) पीटीडब्ल्यू प्रणाली को ओआईएसडी-एसटीडी-105 के अनुरूप होना चाहिए।

(xi) कंपनी सुविधा के अंदर ठेका कामगारों सहित सभी कर्मियों की संख्या की वास्तविक समय की निगरानी के लिए प्रणाली को लागू करेगी। सभी कर्मियों के प्रवेश या निकास को एक्सेस नियंत्रण कार्ड या किसी इलेक्ट्रॉनिक माध्यम से विनियमित किया जाएगा।

(xii) आपातकालीन योजना और प्रतिक्रिया- पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) के लिए आचार संहिता) विनियम, 2010 के अनुसार एक व्यापक आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) विकसित की जाएगी।

(xiii) घटना की जांच और विश्लेषण- पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) के लिए आचार संहिता) विनियम, 2010 के अनुसार घटनाओं की रिपोर्टिंग और जांच के लिए प्रक्रियाएं विकसित की जाएंगी।

घटना स्थल को सुरक्षित करने तथा लोगों और पर्यावरण की रक्षा करने की आवश्यकता पर विचार करते हुए घटना की जांच यथासंभव शीघ्र शुरू की जानी चाहिए। जांच समिति के संदर्भ की शर्तों में निम्नलिखित शामिल होंगे, अर्थात्:

- (I) खामियों, कमियों की पहचान करना;
 - (II) विफलता का मूल कारण स्थापित करना;
 - (III) ऐसी घटनाओं की पुनरावृत्ति को रोकने के लिए सुधार या उपचारात्मक उपायों का सुझाव देना।
- (xiv) अनुपालन लेखापरीक्षा - कंपनी इस विनियम (इस विनियम के विनियम 7 के अनुसार) और इसके एसएमएस के कार्यान्वयन के साथ इसकी अनुरूपता की जांच करने के लिए लेखापरीक्षा करेगी। लेखापरीक्षा यह सत्यापित करेगी कि कंपनी का एसएमएस इन विनियमों की आवश्यकताओं के अनुसार कार्यान्वित, किया गया है, रखा गया है और उसके अनुरूप है। यह महत्वपूर्ण है कि कंपनी नियमित रूप से आकलन करे कि एसएमएस घटक और प्रक्रियाएं मौजूद हैं और प्रभावी हैं। अधिक जानकारी के लिए अनुसूची-8 देखें।

(ध) मापन और मूल्यांकन:

- (i) जोखिम प्रबंधन की प्रभावशीलता को मापने और सुरक्षा प्रदर्शन में सुधार करने के लिए कंपनी प्रमुख निष्पादन संकेतक (केपीआई) की पहचान करने के लिए एक प्रक्रिया स्थापित करेगी और उसे बनाए रखेगी। एसएमएस की प्रभावशीलता और पर्याप्तता की निगरानी करने के लिए केपीआई भी विकसित किए जाएंगे।
- (ii) कंपनी नियोजित और साथ ही अनियोजित रिलीज के परिणामस्वरूप होने वाली मौतों, चोटों और संपत्ति की क्षति को कम से कम बनाए रखेगी तथा निगरानी करेगी; इन्हें लैगिंग केपीआई कहा जाता है।
- (iii) कंपनी प्रमुख केपीआई स्थापित करेगी, जो जोखिम में कमी को प्रदर्शित करने वाले उपाय हैं। कंपनी प्रक्रिया केपीआई स्थापित करेगी, अर्थात्, वे उपाय जो घटकों और उनकी सहायक प्रक्रियाओं और पद्धतियों के पूरा होने या सुधार को प्रदर्शित करते हैं।
- (iv) कंपनी को सतत आधार पर अपनी प्रक्रिया सुरक्षा प्रदर्शन की प्रभावी निगरानी के लिए अलग-अलग सुविधाओं में अग्रणी और पिछड़े प्रदर्शन संकेतकों के एक एकीकृत सेट का विकास, कार्यान्वयन और रखरखाव करना चाहिए तथा उसे समय-समय पर अद्यतन करना चाहिए। विस्तृत जानकारी के लिए, संगठन

एपीआई अनुशंसित प्रथा, एपीआई-आरपी-754 (रिफाइनिंग और पेट्रोरसायन उद्योगों के लिए प्रोसेस सुरक्षा प्रदर्शन संकेतक) का उल्लेख कर सकता है।

- (v) कंपनी को अपने संगठन की सुरक्षा संस्कृति का मूल्यांकन करने के लिए तरीके स्थापित करने चाहिए। कंपनी को उन तरीकों का उपयोग करके अपनी सुरक्षा संस्कृति की स्थिति का आकलन करना चाहिए जो सुरक्षा संस्कृति के बारे में कर्मचारी की धारणा का आकलन करते हैं। संस्कृति की अवधारणा का आकलन करने के तरीके में प्रश्नावली, साक्षात्कार और फोकस समूह शामिल होने चाहिए लेकिन यह इन तक ही सीमित नहीं होने चाहिए।

(ड़) सतत सुधार:

- (i) प्रबंधन यह सुनिश्चित करेगा कि एसएमएस का उपयोग करके जोखिम प्रबंधन प्रभावशीलता और सुरक्षा प्रदर्शन में लगातार सुधार किया जाए।
- (ii) सुधारात्मक और निवारक कार्यों की पहचान करने के लिए प्रबंधन सुरक्षा नीतियों और उद्देश्यों, लेखापरीक्षा और मूल्यांकन परिणामों, डेटा विश्लेषण और प्रबंधन समीक्षा का उपयोग करके एसएमएस की प्रभावशीलता में लगातार सुधार करेगा।
- (iii) शीर्ष प्रबंधन, प्रबंधन समीक्षाओं के परिणाम की कम से कम वार्षिक रूप से समीक्षा और अनुमोदन करेगा। प्रबंधन समीक्षा का प्रलेखन किया जाएगा।

अनुसूची-7

7.0 क्षमता आकलन और आश्वासन (सीए एंड ए)

7.1 प्रत्येक कंपनी ऑपरेटर और तकनीशियन क्षमता का आकलन और पुष्टि करने के लिए एक लिखित प्रणाली का विकास और कार्यान्वयन करेगी तथा यह सुनिश्चित करते हुए उसे बनाए रखेगी कि वे अपने निर्धारित कर्तव्यों को सही ढंग से और सुरक्षित रूप से पूरा कर सकते हैं। सीए एंड ए उन सभी कर्मियों के लिए अनिवार्य है जो सुरक्षा संबंधी महत्वपूर्ण पदों पर हैं। इन पदों में निम्नलिखित शामिल हैं, लेकिन ये निम्नलिखित तक सीमित नहीं हैं जैसा कि पैराग्राफ 7.1.1 से 7.1.8 में निर्दिष्ट है, अर्थात्:-

7.1.1 पैनल ऑपरेटर (अधिकारी)

7.1.2 शिफ्ट इंजीनियर

7.1.3 शिफ्ट अधीक्षक

- 7.1.4 क्षेत्र संचालक
- 7.1.5 यांत्रिक तकनीशियन
- 7.1.6 विद्ययुत तकनीशियन
- 7.1.7 इंस्ट्रुमेंट तकनीशियन
- 7.1.8 स्काडा और मीटरिंग

7.2 ऑपरेटर और तकनीशियन के पास निम्नलिखित में दक्षता होनी चाहिए जैसा कि पैराग्राफ 7.2.1 से 7.2.5 में निर्दिष्ट किया गया है, अर्थात्:-

- 7.2.1 रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र में किए गए बुनियादी संचालन और रखरखाव की प्रक्रिया;
- 7.2.2 विषाक्त रिलीज से उत्पन्न होने वाली आपात स्थिति सहित सामग्रियों और रसायनों की विशेषताएं और संभावित खतरे।
- 7.2.3 उन्हें सौंपी गई भूमिकाओं और जिम्मेदारियों को पूरा करना;
- 7.2.4 आग की रोकथाम जिसमें अग्नि नियंत्रण योजना अग्निशमन की जानकारी; आग के संभावित कारण; आग के प्रकार, आकार और संभावित परिणाम शामिल हैं; और
- 7.2.5 रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र में उनके कर्तव्यों से संबंधित आपातकालीन प्रक्रियाओं को पूरा करना और प्राथमिक चिकित्सा प्रदान करना।
- 7.3 प्रत्येक कंपनी अपनी रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र के कर्मियों को रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र में प्रणाली, सुरक्षा और संरक्षा के कार्य को अद्यतित रखने के लिए एक लिखित योजना विकसित और कार्यान्वित करेगी तथा उसे बनाए रखेगी।
- 7.4 पुनश्चर्या कार्यक्रम तीन वर्षों में एक बार आयोजित किए जाएंगे।
- 7.5 प्रत्येक ऑपरेटिंग कंपनी अपनी रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र के प्रत्येक कर्मचारी का रिकॉर्ड रखेगी जिसमें कर्मचारी को दिए गए प्रशिक्षण का उल्लेख किया जाएगा।
 - 7.6 प्रत्येक ऑपरेटिंग कंपनी यह सुनिश्चित करेगी कि रिफाइनरी और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र के कर्मियों को उपयुक्त प्रशिक्षण प्राप्त हो और उनके पास सौंपे गए कर्तव्यों से संबंधित अनुभव हो और कोई भी व्यक्ति जिसने प्रशिक्षण पूरा नहीं किया है या अनुभव प्राप्त नहीं किया है, वह प्रशिक्षित कर्मियों के नियंत्रण में होगा।
 - 7.7 घटकों के डिजाइन और निर्माण के लिए, प्रत्येक ऑपरेटर उन कर्मियों को चुनेगा जिन्होंने तुलनीय घटकों के डिजाइन में प्रशिक्षण या अनुभव द्वारा दक्षता का प्रदर्शन किया है तथा निर्माण के लिए जिन्होंने तुलनीय घटकों के निर्माण में प्रशिक्षण या अनुभव द्वारा क्षमता का प्रदर्शन किया है।

- 7.8 निर्माण, स्थापना, निरीक्षण, या परीक्षण के लिए चयन किए जाने वाले पर्यवेक्षकों और अन्य कर्मियों ने उपयोग किए जाने वाले तरीकों और उपकरणों या संबंधित अनुभव और उपलब्धियों में उपयुक्त प्रशिक्षण के माध्यम से सौंपे गए कार्य को संतोषजनक ढंग से करने की अपनी क्षमता का प्रदर्शन किया होगा तथा आगे उनकी क्षमता का समय-समय पर मूल्यांकन किया जाना चाहिए।
- 7.9 उपकरणों के संचालन या रखरखाव के लिए, प्रत्येक कंपनी केवल उन कर्मियों का चयन करेगी जिन्होंने निर्दिष्ट प्रशिक्षण को सफलतापूर्वक पूरा करके अपने सौंपे गए कार्यों को करने की अपनी क्षमता का प्रदर्शन किया है तथा वे सौंपे गए संचालन या रखरखाव कार्य से संबंधित अनुभव रखते हैं।
- 7.10 कैथोडिक सुरक्षा प्रणालियों के डिजाइन, स्थापना, प्रचालन और रखरखाव सहित संक्षारण नियंत्रण प्रक्रियाओं को संक्षारण नियंत्रण प्रौद्योगिकी में अनुभव और प्रशिक्षण रखने वाले योग्य व्यक्ति द्वारा या उसके निर्देशन में किया जाएगा।
- 7.11 सुरक्षा कर्तव्यों वाले कार्मिक प्रासंगिक प्रशिक्षण के सफल समापन के बाद उन्हें सौंपे गए कर्तव्यों को पूरा करने में सक्षम होने चाहिए।
- 7.12 प्रत्येक कंपनी यह सत्यापित करने के लिए एक लिखित योजना का पालन करेगी कि रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र में परिचालन, रखरखाव, सुरक्षा, या अग्नि सुरक्षा कर्तव्यों को सौंपे गए कर्मियों की ऐसी शारीरिक स्थिति न हो जो उन्हें सौंपे गए कर्तव्यों के प्रदर्शन को प्रभावित करे।
- 7.13 प्रत्येक कंपनी सभी स्थायी रखरखाव, संचालन और पर्यवेक्षी कर्मियों को निम्नलिखित के बारे में निर्देश देने के लिए प्रारंभिक प्रशिक्षण की एक लिखित योजना प्रदान और कार्यान्वित करेगी, जैसा कि पैराग्राफ 7.13.1 से 7.13.3 में निर्दिष्ट है, अर्थात्: —
- 7.13.1 रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र और अन्य ज्वलनशील सामग्री, तरल पदार्थ या रसायनों की सुविधा में इस्तेमाल या संभाले जाने की विशेषताओं और खतरों के बारे में;
- 7.13.2 संचालन और रखरखाव गतिविधियों में शामिल संभावित खतरों के बारे में; और
- 7.13.3 संचालन और रखरखाव प्रक्रियाओं के बारे में निर्देश दिए जा सकें जो उनके सौंपे गए कार्यों से संबंधित हैं;
- 7.14 रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र के सभी कर्मियों को उनके सौंपे गए कार्यों से संबंधित आपातकालीन प्रक्रियाओं को पूरा करने के लिए प्रशिक्षित किया जाएगा;
- 7.15 सभी ऑपरेटिंग कर्मियों और रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र के

अधिकारिक पर्यवेक्षी कर्मियों को नियंत्रण, कार्यों और संचालन प्रक्रियाओं सहित सुविधा संचालन पर विस्तृत निर्देशों को समझने के लिए प्रशिक्षित किया जाएगा।

7.16 रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों में सुरक्षा के लिए जिम्मेदार कार्मिकों को निम्नलिखित पैराग्राफ 7.16.1 से 7.16.5 में निर्दिष्ट प्रारंभिक निर्देश की लिखित योजना के अनुसार सकारात्मक रूप से प्रशिक्षित किया जाएगा; अर्थात्:-

7.16.1 सुरक्षा जोखिम मूल्यांकन;

7.16.2 सुरक्षा के उल्लंघनों को पहचानना;

7.16.3 सुरक्षा प्रक्रियाओं को पूरा करना जो उनके सौंपे गए कर्तव्यों से संबंधित हैं;

7.16.4 बुनियादी संयंत्र संचालन और आपातकालीन प्रक्रियाओं से परिचित होना, जो उनके सौंपे गए कर्तव्यों को प्रभावी ढंग से करने के लिए आवश्यक हों; और

7.16.5 उन स्थितियों को पहचानना जहां सुरक्षा सहायता की आवश्यकता है।

7.17 प्रत्येक कंपनी पैरा 7.17.1 से 7.17.2 में निर्दिष्ट अनुसार निम्नलिखित प्रदान करने के लिए प्रशिक्षण और योग्यता का मूल्यांकन करेगी तथा निम्नलिखित आश्वासन रिकॉर्ड बनाए रखेगी ; अर्थात्: -

7.17.1 साक्ष्य प्रदान करेगी कि आवश्यक प्रशिक्षण कार्यक्रम लागू किए गए हैं; और

7.17.2 साक्ष्य प्रदान करेगी कि कर्मियों ने आवश्यक कार्यक्रमों में भाग लिया है और उसे संतोषजनक ढंग से पूरा कर लिया है; और अभिलेखों के रख-रखाव के प्रशिक्षण का रिकॉर्ड बनाए रखा जाएगा।।

अनुसूची-8

[विनियम 6 देखें]

8.0 सुरक्षा ऑडिट

8.1 सुरक्षा ऑडिट के उद्देश्य:

8.1.1 जबकि सुरक्षा ऑडिट का मूल उद्देश्य कमजोरियों और ताकत के क्षेत्रों की पहचान करना है, सुरक्षा ऑडिट विभिन्न विशिष्ट उद्देश्यों को पूरा करने के लिए की जाती हैं जैसे-

(क) किसी भी परिचालन और डिजाइन की कमियों की पहचान करना जो लोगों, पर्यावरण और संपत्ति की सुरक्षा को प्रभावित कर सकती हैं।

(ख) यह सुनिश्चित करना कि न्यूनीकरण सुरक्षा उपायों और सुरक्षा प्रणालियों को अच्छी तरह से बनाए रखा जाता है।

(ग) यह सुनिश्चित करना कि संचालन, रखरखाव और आपातकालीन

- प्रक्रियाओं को अद्यतन किया जाता है।
- (घ) सांविधिक नियमों, मानकों, संहिताओं और इसी प्रकार की अन्य कानूनी आवश्यकताओं के अनुपालन को सत्यापित करना।
 - (ङ) एक सामाजिक उद्देश्य के रूप में जनता की राय और सुरक्षित पर्यावरण की चिंता को पूरा करना और इससे संगठन के जनसंपर्क में भी सुधार होता है; और अन्य कानूनी आवश्यकताओं की तरह ;.
 - (च) साथियों के साथ अपनाई गई सर्वोत्तम प्रथाओं को साझा करना।

8.2 सुरक्षा ऑडिट का कार्यक्षेत्र:

8.2.1 कार्यक्षेत्र में प्रणाली के सभी घटक शामिल हैं। प्रबंधन नीति, नेतृत्व और संगठन प्रशिक्षण, और योग्यता, डिजाइन (जैसे प्रक्रिया, मैकेनिकल, इलेक्ट्रिकल) पहलू, लेआउट और संयंत्र का निर्माण, संचालन प्रक्रियाएं, परिसंपत्ति अखंडता योजना, आपातकालीन प्रतिक्रिया योजना, व्यक्तिगत सुरक्षा मानक, घटना और जांच रिकॉर्ड, परिवर्तन का प्रबंधन, सीओडब्ल्यू या पीटीडब्ल्यू, एचएजेडएमएटी का प्रबंधन, औद्योगिक स्वच्छता, पर्यावरण प्रबंधन, ठेकेदार सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली आदि।

8.2.2 सुरक्षा ऑडिट के प्रकार:

- (क) दो प्रकार के सुरक्षा ऑडिट निम्नानुसार किए जाएंगे; अर्थात्:-
 - (i) आंतरिक सुरक्षा ऑडिट: वर्ष में एक बार; और
 - (ii) बाहरी सुरक्षा ऑडिट: तीन साल में एक बार पीएनजीआरबी के पैनल में शामिल तृतीय पक्ष एजेंसी के माध्यम से।

8.3 आंतरिक सुरक्षा लेखापरीक्षा की पद्धति:

8.3.1 लेखापरीक्षा कार्यक्रम और प्रक्रियाओं में निम्नलिखित शामिल होना चाहिए; अर्थात्:-

- (क) लेखापरीक्षा में विचार की जाने वाली गतिविधियाँ और क्षेत्र
- (ख) ऑडिट की आवृत्ति
- (ग) ऑडिट टीम (बहु-अनुशासनात्मक)
- (घ) ऑडिट कैसे किया जाएगा; और
- (ङ) लेखापरीक्षा रिपोर्टिंग: लेखापरीक्षा के निष्कर्ष और परिणाम प्रबंधन को प्रदान किए जाने चाहिए। प्रबंधन को निष्कर्षों पर उचित प्रतिक्रिया निर्धारित करने और दस्तावेज़ बनाने और संतोषजनक समाधान सुनिश्चित करने के लिए एक प्रणाली स्थापित करनी

चाहिए। ऑडिट रिपोर्ट को कम से कम अगले ऑडिट के पूरा होने तक बनाए रखा जाना चाहिए।

8.3.2 लेखापरीक्षा या मूल्यांकन किए जा रहे क्षेत्र के लिए जिम्मेदार प्रबंधन यह सुनिश्चित करेगा कि निर्धारित प्रतिक्रिया समय के भीतर निष्कर्षों का समाधान किया जाए। आंतरिक लेखापरीक्षा के परिणाम और सुधारात्मक कार्रवाइयों की स्थिति प्रबंधन समीक्षा में रिपोर्ट की जाएगी। आंतरिक लेखापरीक्षा के रिकॉर्ड बनाए रखे जाएंगे।

8.3.3 आंतरिक और बाहरी सुरक्षा ऑडिट के अलावा, कंपनी निरीक्षण के कार्यक्रम को परिभाषित करेगी। यह कार्यक्रम संयंत्रों के लिए संयंत्र के संबंधित निरीक्षण द्वारा आयोजित किया जाएगा। इस क्षेत्र निरीक्षण कार्यक्रम का उद्देश्य घटनाओं या गैर-अनुपालन से पहले की कमियों की पहचान करना है। संयंत्र से संबंधित प्रबंधन करेगा दिन-प्रतिदिन जोखिम नियंत्रण और उपकरण चलाकर नियंत्रण में हैं यह सुनिश्चित करते हैं।

8.3.4 आंतरिक सुरक्षा ऑडिट के लिए साइट के दौरे से पहले तैयारी:

(क) सुरक्षा ऑडिट टीम के लिए सुरक्षा ऑडिट करने हेतु किसी विशेष सुविधा का दौरा करने से पहले, पूरी स्थिति का जायजा लेने के लिए नीचे दिए गए सभी प्रासंगिक दस्तावेजों का अध्ययन करना आवश्यक होगा; अर्थात:-

- (i) लेआउट
- (ii) पी एंड आईडी
- (iii) संचालन नियमावली
- (iv) रखरखाव या निरीक्षण नियमावली
- (v) आग और सुरक्षा नियमावली और उसी प्रकार के अन्य लागू मैनुअल।

(ख) लेखापरीक्षा की प्रकृति के आधार पर विशिष्ट दस्तावेजों के अध्ययन पर अधिक जोर दिया जा सकता है। सभी ऑडिट टीम के सदस्यों को स्थापना के बारे में जानकारी प्राप्त करने के लिए पहले से ही इन दस्तावेजों का अध्ययन करना चाहिए।

8.3.5 ब्रीफिंग:

प्रत्येक ऑडिट की शुरुआत से पहले, क्षेत्र या स्थापना के सभी संबंधित व्यक्तियों को टीम लीडर द्वारा ऑडिट के उद्देश्य के बारे में जानकारी दी जाती है। ऐसा कोई प्रभाव नहीं छोड़ा जाना चाहिए कि लेखापरीक्षा उन्हें बुरे संदर्भ में पेश करेगी।

8.3.6 साइट निरीक्षण:

तैयार जांच सूचियों का उपयोग करके अधिकांश जानकारी साइट निरीक्षण

के माध्यम से एकत्र की जा सकती है। लेखा परीक्षकों को टिप्पणी कॉलम के तहत अपनी टिप्पणियों को दर्ज करना चाहिए और केवल "हां" या "नहीं" कहना चाहिए। जहां भी आवश्यक हो, टिप्पणियों को अलग शीट में दर्ज किया जाना चाहिए। स्थापना या संयंत्र प्रबंधक या सौंपे गए अधिकारियों के साथ निरीक्षण किया जाना चाहिए।

8.3.7 चर्चाएँ:

साइट कर्मियों और स्थापना या संयंत्र प्रबंधक, जो क्षेत्र या अन्य साइट अधिकारियों के प्रभारी हैं, के साथ चर्चा (औपचारिक और अनौपचारिक) के माध्यम से और जानकारी भी एकत्र की जा सकती है। लेखापरीक्षा टीम को उत्पादन, रखरखाव, विद्युत, यंत्रीकरण जैसे विभिन्न विषयों के व्यक्तियों के साथ बातचीत करनी चाहिए। औपचारिक चर्चा संक्षिप्त आवधिक सत्रों के रूप में हो सकती है जबकि अनौपचारिक चर्चा क्षेत्र में काम करने वाले कर्मियों के साथ एक कप चाय पर हो सकती है।

8.3.8 दस्तावेजों का अध्ययन:

सुविधाओं के निरीक्षण से पहले जिन दस्तावेजों का अध्ययन किया जा चुका है, उनके अलावा, अन्य दस्तावेजों, जैसे ऑपरेटिंग निर्देश, स्थायी आदेश, लॉग बुक, लॉग शीट, दुर्घटना रिकॉर्ड, सुरक्षा समिति की बैठकों के कार्यवृत्त का भी आवश्यकतानुसार अध्ययन किया जा सकता है।

8.3.9 लेखापरीक्षा रिपोर्ट तैयार करना:

- (क) आंतरिक सुरक्षा लेखापरीक्षा मद के कार्य को प्रत्येक समूह के लिए एक सुरक्षा लेखापरीक्षा रिपोर्ट के रूप में प्रस्तुत किया जाना चाहिए जिसमें टिप्पणियों और सिफारिशों को शामिल किया जाना चाहिए और साथ ही लेखापरीक्षा करने में अपनाई जाने वाली विधियों और लेखापरीक्षा दल के सदस्यों के नाम भी संक्षेप में होने चाहिए।
- (ख) रिपोर्ट को अंतिम रूप देने से पहले, सुरक्षा ऑडिट टीम क्षेत्र या स्थापना के संचालन या प्रबंधन कर्मियों को प्रतिक्रिया के रूप में एक प्रस्तुति दे सकती है। प्रस्तुतिकरण के दौरान प्राप्त चर्चाओं और टिप्पणियों के आधार पर ड्राफ्ट रिपोर्ट में कुछ जोड़ा या हटाया जा सकता है और ऐसा दृष्टिकोण हमेशा रचनात्मक होता है और ऑडिट टीम की तकनीकी क्षमता को कम नहीं करता है।

8.4 लेखापरीक्षा रिपोर्टों का पालन:

8.4.1 आम तौर पर, आंतरिक सुरक्षा लेखापरीक्षा रिपोर्ट संबंधित प्राधिकारी को

प्रस्तुत की जाती है जो आवश्यक अनुवर्ती कार्रवाई करने के लिए लेखापरीक्षा टीम नियुक्त करता है। केवल नियुक्ति प्राधिकारी को ही किसी भी सिफारिश को अस्वीकार करने के निर्णय का प्रयोग करना चाहिए। नियुक्ति प्राधिकारी वरिष्ठ प्रबंधन स्तर (महाप्रबंधक और ऊपर) का होगा।

8.4.2 ऑडिट के दौरान पहचानी गई कमियों को दूर करना ही सुरक्षा ऑडिट का उद्देश्य है। कभी-कभी ऑडिट रिपोर्ट केवल समस्या या कमी की पहचान करती है, समाधान की नहीं।

8.4.3 ऐसे मामलों में, विशिष्ट क्षेत्र का विस्तृत अध्ययन करना और सुधार उपायों की पहचान करना आवश्यक होगा। जहां भी विस्तृत अध्ययन के लिए आवश्यक आंतरिक विशेषज्ञता उपलब्ध नहीं है, सलाहकारों या पेशेवर निकायों की मदद लेनी चाहिए।

8.5 सिफारिशों का कार्यान्वयन

8.5.1 अंतिम और सबसे महत्वपूर्ण चरण सिफारिशों का कार्यान्वयन है। एक समयबद्ध कार्यक्रम के तहत सभी स्वीकृत सिफारिशों के कार्यान्वयन के समन्वय के लिए एक वरिष्ठ व्यक्ति को नामित किया जाना चाहिए। वरिष्ठ प्रबंधन को प्रबंधन सुरक्षा समिति की बैठकों और अन्य समीक्षा बैठकों के माध्यम से समय-समय पर सिफारिशों के कार्यान्वयन की प्रगति की समीक्षा करनी चाहिए।

अनुसूची-9 [विनियम 6 देखें]

9.0 सड़क सुरक्षा

9.1 वाहन हमेशा आग लगने का एक संभावित स्रोत होते हैं। साथ ही असुरक्षित ड्राइविंग एक संभावित खतरा है क्योंकि वाहन दूसरों से टकरा सकता है, काम कर रहे किसी व्यक्ति से टकरा सकता है या पलट सकता है। ये सभी ऐसी घटनाओं को जन्म दे सकते हैं जो विनाशकारी हो सकती हैं। इसलिए रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों (इसके बाद "स्थापनाओं" के रूप में संदर्भित) के अंदर वाहनों की आवाजाही को नियंत्रित करने की आवश्यकता है। तथापि, कुछ वाहन या मोबाइल उपकरण जैसे रखरखाव वाहन, क्रेन, हाइड्रा को संचालन, रखरखाव और परियोजना गतिविधियों को पूरा करने के लिए खतरनाक क्षेत्र के अंदर चलने की अनुमति देने की आवश्यकता होती है।

9.2 तदनुसार, उपर्युक्त के अनुसार, निम्नलिखित पहलुओं का व्यापक रूप से पालन किया जाना चाहिए,

- 9.2.1 स्थापनाओं के अंदर वाहनों की आवाजाही केवल जरूरत के आधार पर सख्ती से होनी चाहिए।
- 9.2.2 जहां से उचित प्राधिकार के बिना वाहनों का प्रवेश प्रतिबंधित या निषिद्ध है वहां बैटरी सीमा का उचित सीमांकन साइनेज या बैरिकेड्स के साथ होना चाहिए।
- 9.2.3 स्थापनाओं के अंदर वाहन प्रवेश के लिए एक उपयुक्त प्रक्रिया विकसित की जाएगी। अधिकृत व्यक्ति द्वारा उपयुक्त परमिट जारी करने के बाद वाहनों को खतरनाक क्षेत्र में प्रवेश करने की अनुमति दी जानी चाहिए।
- 9.2.4 इग्निशन स्रोत से बचने के लिए स्पार्क इग्निशन इंजन वाले वाहनों को विद्युत रूप से वर्गीकृत खतरनाक क्षेत्र के अंदर चलाने की अनुमति नहीं दी जाएगी।
- 9.2.5 रिफाइनरी आईएसबीएल सड़कों के गैर-खतरनाक क्षेत्र में प्रवेश करने वाले वाहनों पर पीईएसओ अनुमोदित स्पार्क अरेस्टर लगाया जाना चाहिए।
- 9.2.6 स्थापनाओं के अंदर ड्राइविंग गति की सीमा होगी।
- 9.2.7 कंपनी के पास अपना वाहन फिटनेस मानक और प्रमाणन होना चाहिए।
- 9.2.8 सभी वाहनों को मोटर वेहिकल वाहनों को विनियमित करने वाला कानूनकानून के अनुरूप सीट बेल्ट प्रदान की जानी चाहिए।
- 9.2.9 स्थापना के अंदर महत्वपूर्ण स्थानों पर स्वचालित गति का पता लगाने वाले उपकरणों को लगाया जाना चाहिए।
- 9.3 वाहन की पार्किंग:
 - 9.3.1 सभी वाहनों को स्वीकृत पार्किंग क्षेत्रों में पार्क किया जाएगा।

9.4 वाहन प्रवेश परमिट प्रणाली:

- 9.4.1 स्थापना के प्रतिबंधित क्षेत्रों के अंदर वाहनों के प्रवेश की अनुमति देने के लिए प्रत्येक स्थापना एक उपयुक्त वाहन प्रवेश परमिट प्रणाली विकसित करेगी।
- 9.4.2 स्थापना प्रक्रिया, भंडारण, उपयोगिता जैसे क्षेत्रों को वर्गीकृत कर सकती है और तदनुसार उन क्षेत्रों के लिए परमिट जारी कर सकती है जहां जाने का इरादा

है।

9.4.3 अनुमोदित जांच-सूची के अनुरूप प्रवेश से पहले अधिकृत कर्मियों द्वारा वाहन की जांच की जाएगी।

9.4.4 स्पार्क अरेस्टर की भौतिक स्थिति और समग्रता की परीक्षण ट्राइल रनिंग सहित जाँच की जानी चाहिए ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि कोई चिंगारी बाहर नहीं निकल रही है।

9.4.5 ड्राइवर और हेल्पर:

- (क) खतरनाक क्षेत्र के अंदर काम करने वाले सभी चालकों और सहायकों को रिफाइनरी या गैस प्रोसेसिंग संयंत्र से संबंधित सुरक्षा नियमों को जानना-समझना होगा।
- (ख) रिफाइनरी या गैस प्रोसेसिंग संयंत्र को इन ड्राइवरों और हेल्परों को ऐसा प्रशिक्षण देना चाहिए और इस संबंध में रिकॉर्ड रखे जाने चाहिए।
- (ग) नए चालक ड्राइवरों और हेल्परोंके मामले में, उन्हें कार्य सौंपने की अनुमति देने से पहले सुरक्षा नियमों का प्रशिक्षण दिया जाएगा।
- (घ) ड्राइवर नियमित अंतराल पर सुरक्षित ड्राइविंग अभ्यास पर पुनश्चर्या पाठ्यक्रमों में भाग लेंगे।
- (ङ) प्रत्येक चालक को दृष्टिदोष, रतौंधी और वर्णांधता के विशेष संदर्भ में नियमित अंतराल पर समय-समय पर चिकित्सा जांच करवानी चाहिए।
- (च) इन खंडों की आवश्यकताएं भारी वाहनों और ज्वलनशील सामग्री, खतरनाक या विषाक्त रसायनों और उसी प्रकार के अन्य पदार्थों का परिवहन करने वाले अन्य वाहनों तक सीमित हैं। अन्य स्व-चालित वाहनों के लिए, राज्य परिवहन या लाइसेंसिंग प्राधिकार द्वारा अपेक्षित आवश्यकताओं का पालन किया जाएगा।

9.4.6 साइनेज:

- (क) रक्षात्मक ड्राइविंग संस्कृति को बेहतर बनाने के लिए, विभिन्न स्थानों पर सावधानियों को दर्शाने वाले डिस्प्ले बोर्ड लगाए गए हैं और इन स्थापनाओं के अंदर ड्राइविंग करते समय इन ट्रैफिक सिग्नलों का सख्ती से पालन किया जाना चाहिए।
- (ख) रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों के विभिन्न स्थानों के लिए गति सीमा को परिभाषित किया जाएगा और उसका पालन किया जाएगा।
- (ग) सड़क के ब्लाइंड स्पॉट्स पर शीशे लगाए जाने चाहिए।

9.5 सामान्य बिंदु:

9.5.1 वाहन को ओवरटेक करने की अनुमति नहीं दी जानी चाहिए।

अनुसूची-10

[नियम 6 देखें]

- 10.0 व्यावसायिक स्वास्थ्य और औद्योगिक स्वच्छता निगरानी:
- 10.1 व्यावसायिक स्वास्थ्य निगरानी श्रमिकों पर लागू होगी (जिसमें सभी नियमित कर्मचारी, कार्यकाल या अवधि-आधारित कर्मचारी और आकस्मिक या अस्थायी कर्मचारी शामिल हैं)।
- 10.2 व्यावसायिक स्वास्थ्य प्रशिक्षित चिकित्सक और आवश्यक सुविधाओं के साथ पर्याप्त प्रशिक्षित कर्मचारियों के साथ व्यावसायिक स्वास्थ्य केंद्र (ओएचसी) स्थापित किया जाएगा।
- 10.3 संगठन व्यावसायिक स्वच्छता, चिकित्सा रिकॉर्ड, रसायनों के जोखिम के खतरों और संभावित रसायनों के जोखिम के स्थानों पर भंडारण और प्रोसेसिंग के जानकारी के लिए एक कुशल "स्वास्थ्य सूचना प्रणाली" स्थापित करेगा।
- 10.4 जोखिम प्रबंधन अध्ययन, औपचारिक घटना जांच प्रणाली, गैर-निर्धारित रखरखाव कार्य, अनुबंध आवश्यकताओं के रूप में, ठेकेदारों की पूर्व योग्यता, प्रशिक्षण और पीपीई के चयन में व्यावसायिक स्वास्थ्य संबंधी बातों को ध्यान में रखा जाएगा।
- 10.5 इसमें शामिल गतिविधियों का कार्यक्षेत्र निम्नलिखित पैराग्राफ 10.5.1 से 10.5.4 में निर्दिष्ट है, अर्थात्:-
- 10.5.1 कार्यस्थल की निगरानी (खतरों के लिए सभी कार्यस्थलों की निगरानी, कार्यस्थल का एर्गोनोमिक मूल्यांकन, स्वच्छता मूल्यांकन - पेयजल की क्षमता सहित)
- 10.5.2 कार्मिक निगरानी (आवधिक चिकित्सा परीक्षा, पूर्व-रोजगार चिकित्सा परीक्षा और पूर्व नियुक्ति चिकित्सा परीक्षा)।
- 10.5.3 सांविधिक प्रावधानों का अनुपालन
- 10.5.4 प्रशिक्षण

10.6 व्यावसायिक स्वास्थ्य निगरानी:

- 10.6.1 व्यावसायिक स्वास्थ्य निगरानी को कर्मचारियों की स्वास्थ्य स्थितियों का मूल्यांकन करने, नियंत्रण उपायों की प्रभावशीलता का मूल्यांकन करने और व्यावसायिक रोगों की शीघ्र पहचान के लिए लागू किया जाएगा।
- 10.6.2 व्यावसायिक स्वास्थ्य निगरानी या तो स्थापनाओं के भीतर सुविधाओं का निर्माण करके या बाहरी एजेंसी के माध्यम से की जाएगी और किसी भी बीमारी की शीघ्र पहचान प्राप्त करने के लिए ऐसी सभी परीक्षाओं का रिकॉर्ड रखा जाएगा, विश्लेषण किया जाएगा और कार्रवाई की जाएगी।
- 10.6.3 शारीरिक अर्थात् (शोर, गर्मी, विकिरण, रोशनी), रासायनिक, विषाक्त जोखिम, एर्गोनॉमिक्स, जैविक और मनोवैज्ञानिक जैसे व्यावसायिक स्वास्थ्य खतरों का आकलन करने के लिए सभी सुविधाओं का व्यावसायिक स्वास्थ्य जोखिम और औद्योगिक स्वास्थ्य सर्वेक्षण किया जाएगा। इसके लिए सर्वेक्षण दल द्वारा कार्य विश्लेषण और कार्य प्रेक्षणों की आवश्यकता होगी।
- 10.6.4 मुख्य ध्यान खतरे के उन्मूलन या कमी पर होगा। इसकी समय-समय पर निगरानी की जाएगी।
- 10.6.5 जोखिम निगरानी और स्वास्थ्य निगरानी के परिणाम एकत्र और रिकॉर्ड किए जाएंगे, उनका सत्यापन और विश्लेषण किया जाएगा। विश्वसनीय निष्कर्ष प्राप्त करने और सार्थक सिफारिशें करने के लिए विशेषज्ञ की व्याख्या आवश्यक होगी।
- 10.6.6 समय-समय पर चिकित्सा जांच कराई जाएगी।

10.7 प्राथमिक चिकित्सा:

- 10.7.1 प्रमाणित प्रशिक्षित व्यक्तियों द्वारा प्राथमिक चिकित्सा प्रदान की जाएगी।
- 10.7.2 काम के घंटों के दौरान प्राथमिक चिकित्सा कर्मि आसानी से उपलब्ध रहेंगे।
- 10.7.3 डी-फाइब्रिलेटर्स (दिल के दौरे की प्राथमिक चिकित्सा के लिए) और प्राथमिक चिकित्सा किट को कार्यस्थल पर महत्वपूर्ण स्थानों पर रखा जाना चाहिए।

10.8 वर्किंग एनवायरनमेंट निगरानी और औद्योगिक स्वच्छता:

- 10.8.1 कार्य क्षेत्र में सभी व्यावसायिक स्वास्थ्य खतरों को मैप करने के लिए औद्योगिक स्वच्छता सर्वेक्षण किया जाएगा और सभी प्रतिष्ठानों को कवर करना चाहिए।
- 10.8.2 औद्योगिक स्वच्छता सर्वेक्षण हर 5 साल में एक बार किया जाएगा। हालांकि, प्रक्रिया में बड़ा बदलाव करने पर नया सर्वेक्षण किया जाएगा।
- 10.8.3 व्यावसायिक स्वास्थ्य जोखिम मूल्यांकन सर्वेक्षण के परिणामों के आधार पर किया जाएगा।

10.9 नियंत्रण रणनीतियाँ:

- 10.9.1 खतरनाक पदार्थों की हैंडलिंग से उत्पन्न होने वाले व्यावसायिक स्वास्थ्य जोखिमों की पहचान करने के बाद, स्वास्थ्य जोखिम को रोकने या कम करने की रणनीति नियंत्रण उपायों के पदानुक्रम पर आधारित होगी, अर्थात् उन्मूलन, प्रतिस्थापन, इंजीनियरिंग नियंत्रण, पृथक्करण, प्रक्रियात्मक नियंत्रण, व्यक्तिगत सुरक्षा उपकरण का उपयोग (पीपीई) और व्यक्तिगत स्वच्छता।

10.10 रोजगार-पूर्व या नियुक्ति-पूर्व चिकित्सा परीक्षा:

- 10.10.1 संगठन कंपनी की सेवाओं में पूर्व-रोजगार या प्लेसमेंट के लिए किसी अभ्यर्थी की मेडिकल फिटनेस का निर्धारण करने के लिए दिशानिर्देश विकसित और जारी करेगा।
- 10.10.2 आंतरिक सुविधाओं का उपयोग करके या आउटसोर्सिंग के माध्यम से सभी नियमित कर्मचारियों के लिए चिकित्सा परीक्षा आयोजित की जाएगी। संविदा कर्मचारियों की चिकित्सा जांच भी सुनिश्चित की जाएगी।

10.11 समय-समय पर चिकित्सा परीक्षा:

- 10.11.1 प्रारंभिक प्री-प्लेसमेंट परीक्षा के बाद नियमित अंतराल पर आवधिक परीक्षा की जानी चाहिए। ऊंचाई पर काम करने के लिए आवश्यक सभी श्रमिकों के लिए प्रासंगिक चिकित्सा परीक्षा की जानी चाहिए।
- 10.11.2 स्वास्थ्य परीक्षण का दायरा और आवधिकता संबंधित जोखिम की प्रकृति

और सीमा पर निर्भर करेगा। जैविक निगरानी (शरीर के तरल पदार्थ में कुछ 'सूचकांक रसायन' के मापन के माध्यम से जोखिम का आकलन) का उपयोग कार्यस्थल में संभावित स्वास्थ्य जोखिम का और अधिक मूल्यांकन करने के लिए किया जाएगा।

10.12 संविदा आवश्यकताएँ:

ठेकेदारों को अपने कर्मचारियों के स्वास्थ्य जोखिम मूल्यांकन करने की आवश्यकता होगी और जोखिम को खत्म करने या कम करने के लिए वे उपयुक्त और पर्याप्त नियंत्रण उपायों को लागू करेंगे। ठेकेदार कार्यों पर स्वास्थ्य जोखिम और उनके सुरक्षा उपायों में ठेका कर्मचारियों का प्रशिक्षण और योग्यता आश्वासन भी लेंगे।

अनुसूची-11

[नियम 6 देखें]

11.0 कार्य का नियंत्रण (सीओडब्ल्यू):

11.1 यह उन प्रमुख प्रक्रियाओं में से एक है, जिन्हें रिफाइनिंग और गैस प्रोसेसिंग सुविधाओं को कार्यों के सुरक्षित निष्पादन को सुनिश्चित करने के लिए संबंधित सुविधाओं में विकसित और बनाए रखना होगा। इस प्रक्रिया में निम्नलिखित प्रमुख तत्व शामिल हैं, कार्य के नियंत्रण के कार्यक्षेत्र को परिभाषित करना, योजना एवं निर्धारण जोखिम मूल्यांकन, परमिट भूमिकाओं की योग्यता, कार्य जोखिम मूल्यांकन, पीटीडब्ल्यू की तैयारी, खतरों का प्राधिकार और नियंत्रण, संचार, परमिट की आवश्यकता वाले सभी कार्यों की निगरानी करना और रुकावट होने पर कार्यस्थल सुरक्षित स्थिति में छोड़ना, परमिट बंद करना, पीटीडब्ल्यू की नियमित लेखापरीक्षा करना, सीखे गए सबक के बारे में जानना और उन्हें साझा करना तथा काम रोकने का अधिकार।

11.2 कार्य के नियंत्रण के घटक:

11.2.1 कार्य की योजना बनाएं:

- (क) कार्य प्रक्रिया के नियंत्रण का वर्णन करने वाली प्रक्रियाएं मौजूद होनी चाहिए।
- (ख) कार्य प्रक्रिया के नियंत्रण के भीतर सभी पहचानी गई भूमिकाओं में परिभाषित उत्तरदायित्व होंगे।
- (ग) कार्य प्रक्रिया के नियंत्रण में शामिल सभी व्यक्तियों को उचित रूप से प्रशिक्षित और अपनी भूमिकाओं को पूरा करने के लिए सक्षम होना चाहिए।
- (घ) कार्य की योजना और समय-निर्धारण में व्यक्तिगत कार्यों और उनकी सहभागिता की पहचान होनी चाहिए।

11.2.2 जोखिम का आकलन और प्रबंधन करना:

- (क) जोखिम का आकलन किए बिना कार्य नहीं किए जाएंगे।
- (ख) गैर-नियमित गतिविधि करने से पहले जिसमें सीमित स्थान में प्रवेश, ऊर्जा प्रणालियों पर काम, निकासी, ऊंचाई पर काम में हॉट वर्क करना, लाइन ब्रेकिंग, अग्नि प्रणाली की हानि, राहत उपकरणों को अस्थायी रूप से अलग रखना और इंटरलॉक को अस्थायी रूप से बायपास करना शामिल है।
या अन्य संभावित खतरनाक गतिविधियों के लिए, वर्क परमिट प्राप्त किया जाएगा।
- (ग) टूल बॉक्स वार्ता के माध्यम से कार्य में शामिल सभी लोगों को कार्यक्षेत्र, खतरों, नियंत्रणों और न्यूनीकरण के बारे में सूचित किया जाएगा।
- (घ) टिप्पण: पीटीडब्ल्यू को अंतिम रूप से और औपचारिक रूप से जारी करने वाले और प्रदर्शन करने वाले पक्षों द्वारा संयुक्त साइट के दौरे के बाद पूर्व में पहचाने गए खतरों के नियंत्रण के कार्यान्वयन के सत्यापन और अंतिम क्षण के खतरों को कम करने के लिए साइट पर सौंप दिया जाना चाहिए।

11.2.3 प्रशिक्षण और योग्यता:

- (क) सीओडब्ल्यू प्रक्रिया में शामिल कर्मचारियों को उनके द्वारा किए जा रहे कार्यों में प्रशिक्षित और सक्षम होना चाहिए और उन्हें सौंपी गई सीओडब्ल्यू भूमिकाओं के लिए योग्यता आवश्यकताओं को पूरा करना चाहिए।
- (ख) सभी परमिट जारी करने वाले और प्राप्त करने वाले को कम से कम हर दो साल में प्रशिक्षण प्रदान किया जाना चाहिए।

- (ग) प्रशिक्षण को परमिट-टू-वर्क प्रणाली के उपयोग पर ध्यान केंद्रित करना चाहिए, लेकिन यह भी सुनिश्चित करना चाहिए कि व्यक्ति काम के माहौल, इससे जुड़े खतरों और इससे भी महत्वपूर्ण बात, उन खतरों द्वारा प्रस्तुत जोखिमों को उचित रूप से प्रबंधित करने के लिए आवश्यक नियंत्रणों को समझता है।

11.3 योजना और निर्धारण:

11.3.1 चाहे काम नियमित हो या गैर-नियमित, या चाहे इसके लिए वर्क परमिट या वर्क क्लीयरेंस की आवश्यकता हो, कार्य की योजना बनाने के लिए जिम्मेदार व्यक्ति कार्य के सुरक्षित निष्पादन के लिए निम्नलिखित कार्यों के लिए समय देगा; अर्थात:-

- (क) कार्य के दायरे को परिभाषित करना;
- (ख) आवश्यक कर्मियों और उपकरणों की पहचान करना;
- (ग) आश्रित और जुड़े कार्यों की पहचान करना;
- (घ) एक साथ संचालन की पहचान और कार्य के साथ उनकी अनुकूलता;
- (ङ) संबंधित प्रक्रियाओं, जोखिम आकलन, पृथक योजनाओं, ब्लाइंडिंग डॉयग्रामों, एलओटीओ आवश्यकताओं या वर्क परमिट आवश्यकताओं की समीक्षा करना;
- (च) किसी भी विनियामक आवश्यकताओं को परिभाषित करना;
- (छ) कार्य स्थल का निरीक्षण करना।
- (ज) कार्य का जोखिम मूल्यांकन करना।
- (झ) पृथक्ता सहित नियंत्रण उपायों का कार्यान्वयन करना; और
- (ञ) कार्यों के बीच संघर्ष को कम करने के लिए समन्वय और प्राथमिकताएं काम करती हैं।

11.3.2 विषय विशेषज्ञ (एसएमई) को योजना चरणों में शामिल किया जा सकता है, जैसा कि कार्यों की तकनीकी जटिलता के लिए आवश्यक हो।

11.4 कार्यों का जोखिम मूल्यांकन:

11.4.1 चूंकि की जा रही गतिविधियों में संभावित खतरा शामिल है, जोखिम मूल्यांकन किए बिना कार्यों का संचालन नहीं किया जाना चाहिए।

11.4.2 जोखिम मूल्यांकन प्रक्रिया

(क) जोखिम मूल्यांकन निम्नलिखित से संबंधित एक व्यवस्थित प्रक्रिया है; अर्थात:-

(i) खतरों की पहचान करना

(ii) नियंत्रणों के निम्नलिखित पदानुक्रम में नियंत्रणों को लागू करके जोखिम को नियंत्रित करना:

- (I) हटाना
- (II) प्रतिस्थापन
- (III) अभियांत्रिकी
- (IV) पृथक्ता
- (V) प्रशासनिक
- (VI) व्यक्तिगत सुरक्षा उपकरण।

- (iii) अवशिष्ट जोखिम की स्वीकार्यता का मूल्यांकन (जितना कम उतना यथोचित प्रैक्टिकल- एलएलएआरपी),
- (iv) खतरों और नियंत्रणों का दस्तावेज बनाना।
- (v) रिकॉर्डिंग अनुमोदन
- (vi) करना; और संभावित रूप से प्रभावित लोगों से संवाद करना।

11.4.3 जोखिम मूल्यांकन प्रक्रिया या जेएसए की आवश्यकताएँ

(क) जोखिम मूल्यांकन प्रक्रिया के लिए निम्नलिखित की आवश्यकता है:

- (I) जोखिम मूल्यांकन उन व्यक्तियों की एक टीम द्वारा किया जाना चाहिए जिनके पास योग्यता है और कार्य में शामिल खतरों के साथ-साथ कार्य स्थल और प्रक्रिया के खतरों का आवश्यक ज्ञान है।
- (II) कार्य करने वाले कार्य दल के एक सदस्य को जोखिम मूल्यांकन में भाग लेना चाहिए, जिसे टूल बॉक्स वार्ता के माध्यम से बताया जाना चाहिए और कार्य में शामिल सभी लोगों द्वारा हस्ताक्षर किए जाने चाहिए।
- (III) कार्य स्थल और प्रक्रिया के साथ कार्य से जोखिम की पहचान पर विचार किया जाना चाहिए।
- (IV) एक ही कार्य या अन्य कार्य में विभिन्न गतिविधियों के बीच एक साथ संचालन के दौरान संभावित इंटरैक्शन पर विचार किया जाना चाहिए।
- (V) पहचाने गए खतरों और संबंधित नियंत्रणों पर सहमति होगी और जोखिम मूल्यांकन को प्रलेखित किया जाएगा।
- (VI) परमिट के विकास के दौरान पहचाने गए खतरों की समीक्षा करना, और सुनिश्चित करना कि काम शुरू करने से पहले सभी पहचाने गए नियंत्रण मौजूद हैं।
- (VII) कार्य स्थल पर किसी भी परिवर्तन को रिकॉर्ड करने के लिए कार्य के निष्पादन के दौरान निगरानी की जाएगी और कार्य

निष्पादन के दौरान कोई नया खतरा पेश किए जाने की स्थिति में जोखिम मूल्यांकन पर फिर से विचार करना चाहिए; और

(VIII) वैकल्पिक रूप से, कार्य या काम का कार्य सुरक्षा विश्लेषण (जेएसए) किया जाएगा और इसमें शामिल सभी कर्मियों को सूचित किया जाएगा।

11.5 कार्य प्रणाली के लिए परमिट:

11.5.1 कार्य का नियंत्रण (सीओडब्ल्यू) प्रबंधन: कंपनी परियोजनाओं के विभिन्न चरणों में सीओडब्ल्यू की आवश्यकताओं की प्रयोज्यता की सीमाओं को परिभाषित करेगी, जैसे कि ग्रीन फील्ड परियोजनाएं, ब्राउन फील्ड परियोजनाएं, टर्नअराउंड, सामान्य संचालन और सक्षम व्यक्तियों द्वारा नियमित रखरखाव।

11.5.2 वर्क परमिट का प्रकार

(क) किए जाने वाले कार्य की प्रकृति के आधार पर, निम्नलिखित न्यूनतम प्रकार के वर्क परमिट का उपयोग किया जाएगा; अर्थात:-

- (i) कोल्ड वर्क
- (ii) हॉट वर्क
- (iii) सीमित क्षेत्र प्रवेश
- (iv) विद्युत पृथक्ता और ऊर्जा
- (v) ऊंचाई पर काम
- (vi) क्रिटिकल लिफ्ट(परिभाषित किया जाए)
- (vii) यथा लागू समग्र परमिट
- (viii) रेडियोग्राफी; और
- (ix) उत्खनन

(ख) लिफ्टों अथवा रिगिंग, लाइन टूटने, सब-स्टेशन और ट्रांसफॉर्मर यार्ड में काम करने, सड़क बंद हो जाने और उसी प्रकार के अन्य स्थानों से जुड़े खतरे के संबंध में और विशिष्ट सावधानी या नियंत्रण उपाय किए जाने चाहिए।

11.5.3 परमिट टू वर्क (पीटीडब्ल्यू) प्रणाली:

(क) पीटीडब्ल्यू प्रणाली एक औपचारिक लिखित प्रणाली है जिसका उपयोग कुछ प्रकार के कार्यों को नियंत्रित करने के लिए किया जाता है जिनकी पहचान संभावित खतरनाक के रूप में की जाती है। पीटीडब्ल्यू प्रणाली ओआईएसडी-एसटीडी-105

के अनुरूप होगी। परमिट-टू-वर्क सिस्टम की आवश्यक विशेषताएं नीचे निर्दिष्ट हैं, अर्थात्:-

- (i) स्पष्ट पहचान करना कि कौन विशेष कार्यों को अधिकृत कर सकता है (और उनके अधिकार की कोई सीमा) और कौन आवश्यक सावधानियों को निर्दिष्ट करने के लिए जिम्मेदार है;
- (ii) परमिट जारी करने, उपयोग करने और बंद करने में प्रशिक्षण और निर्देश;
- (iii) निगरानी और लेखापरीक्षा यह सुनिश्चित करने के लिए है कि प्रणाली अपेक्षित रूप से काम करती है;
- (iv) खतरनाक माने जाने वाले कार्य के प्रकारों की स्पष्ट पहचान करना; और
- (v) कार्यों की स्पष्ट और मानकीकृत पहचान, जोखिम आकलन, अनुमत कार्य अवधि और पूरक या एक साथ गतिविधि और नियंत्रण उपाय करना।

(ख) कोल्ड वर्क परमिट:

कोल्ड वर्क की श्रेणी में आने वाले कार्य जैसे ओपनिंग प्रोसेस मशीनरी, ब्लाइंडिंग और डी-ब्लाइंडिंग, फ्लैंग्स को कसने, हॉट बोल्टिंग, निरीक्षण, पेंटिंग और उसी प्रकार के अन्य कोल्ड वर्क परमिट के माध्यम से किया जाएगा और यह परमिट न्यूनतम दो प्रतियों में होगा।

(ग) हॉट वर्क परमिट:

वेल्डिंग, ग्राइंडिंग, गैस कटिंग, बर्निंग, शॉट ब्लास्टिंग, सोल्डरिंग, चिपिंग, उत्खनन, खुली आग जैसे सभी हॉट वर्क, कुछ गैर-विस्फोट प्रूफ उपकरणों का उपयोग हॉट वर्क परमिट के माध्यम से किया जाएगा। खतरनाक क्षेत्र में पेट्रोल या डीजल से चलने वाले वाहनों या उपकरणों का प्रवेश और संचालन भी हॉट वर्क की श्रेणी में आता है और हॉट वर्क परमिट के तहत किया जाएगा।

(घ) सीमित स्थान प्रवेश परमिट:

वेसलों, बॉयलरों, भंडारण टैंकों, ऑक्सीजन की कमी, जहरीली और ज्वलनशील सामग्री, गिरने वाली वस्तुओं और बिजली से चलने वाले उपकरणों जैसे खतरों के खिलाफ बड़े व्यास के पाइपिंग जैसे सीमित स्थान में प्रवेश करने वाले कर्मियों

की सुरक्षा के लिए यह परमिट आवश्यक है। 1.2 मीटर से अधिक गहरा उत्खनन, प्लोटिंग रूफ टैंक पर प्रवेश जब रूफ शीर्ष से 3 मीटर से अधिक नीचे हो, जमीन के नीचे स्थित स्थान जैसे गड्ढे, नाली चैनल भी सीमित स्थान के अंतर्गत आते हैं।

(ड.) विद्युत पृथक्ता और ऊर्जा परमिट:

किसी भी वर्क परमिट को जारी करने से पहले, यह आवश्यक है कि जिस उपकरण या सुविधा पर काम किया जाना है वह विद्युत रूप से सुरक्षित हो और अधिकृत कार्य के सुरक्षित संचालन के लिए आवश्यक सीमा तक विद्युत शक्ति को अलग किया गया हो।

11.6 सीखा गया सबक:

11.6.1 प्रक्रियाओं के निरंतर सुधार के भाग के रूप में, सीखे गए सबक के निष्कर्षों को यदि आवश्यक हो तो निम्नलिखित में शामिल किया जाएगा ;अर्थात्:-

- (क) प्रक्रियाएं और दस्तावेज़ीकरण; और
- (ख) कार्य नियंत्रण (सीओडब्ल्यू) संचार।

11.6.2 सीओडब्ल्यू प्रक्रिया में शामिल सभी व्यक्तियों को सीखे गए सबक के लिए एक सक्रिय दृष्टिकोण अपनाना चाहिए।

11.7 खतरों और नियंत्रणों का संचार:

कंपनी कार्य के निष्पादन से पहले और उसके दौरान कार्य दल के लिए खतरों के संचार और नियंत्रण का दस्तावेज बनाने के लिए प्रक्रिया स्थापित करेगी।

11.8 परमिट प्राधिकार:

कंपनी जोखिम के स्तर या शामिल कार्य के प्रकार के आधार पर कार्य के प्राधिकार के लिए प्रणाली को विकसित करेगी और उसे बनाए रखेगी। वर्क परमिट प्राधिकार सूची तैयार की जाएगी और इसे संचालन प्रमुख द्वारा अनुमोदित किया जाएगा।

11.9 कार्य प्राधिकार बंद करना:

कंपनी असुरक्षित कार्य को रोकने के लिए साइट पर सभी को सशक्त बनाएगी।

संदर्भ

- (i) पेट्रोलियम नियम, - 2002;
- (ii) स्थिर और मोबाइल प्रेशर वेसल (अनफायर्ड) नियम;
- (iii) तेल खान सुरक्षा विनियम - 1984;
- (iv) 'पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस (अपतट संचालन में सुरक्षा) नियम, 2000;
- (v) कारखाना अधिनियम, 1948;
- (vi) रिफाइनिंग और पेट्रोकेमिकल उद्योगों के लिए एपीआई आरपी 754 प्रक्रिया सुरक्षा प्रदर्शन संकेतक
- (vii) एपीआई 620 दबाव कम करने वाले उपकरणों का आकार, चयन और स्थापना
- (viii) एपीआई 530 पेट्रोलियम रिफाइनरियों में हीटर-ट्यूब मोटाई की गणना
- (ix) एपीआई 15 एलआर कम दबाव फाइबरग्लास लाइन पाइप और फिटिंग के लिए विशिष्टता
- (x) एपीआई 15 एचआर हाई-प्रेशर फाइबरग्लास लाइन पाइप
- (xi) आईईसी 60072 रोटेटिंग इलेक्ट्रिकल मशीन - आयाम और आउटपुट श्रृंखला
- (xii) आईईसी 60079-14 विस्फोटक वातावरण - भाग 14: विद्युत प्रतिष्ठानों के डिजाइन, चयन और निर्माण
- (xiii) उच्च वोल्टेज एसी केबल सिस्टम के चयन के लिए आईईसी 60183 मार्गदर्शन
- (xiv) आईएस 3844 परिसर में आंतरिक अग्नि हाइड्रेंट और नली रीलों की स्थापना और रखरखाव के लिए अभ्यास संहिता
- (xv) आईएस 10810 केबलों के परीक्षण के तरीके
- (xvi) आईएस 1239 स्टील ट्यूब्स, ट्यूबलर और अन्य रॉट स्टील फिटिंग्स
- (xvii) आईएस 1448 (भाग-I) पेट्रोलियम और उसके उत्पादों के लिए परीक्षण के तरीके
- (xviii) आईएस 15105 निश्चित स्वचालित स्प्रिंकलर आग बुझाने की प्रणाली की डिजाइन और स्थापना - अभ्यास संहिता
- (xix) आईएस 15519 वाटर मिस्ट फायर प्रोटेक्शन सिस्टम सिस्टम डिजाइन, इंस्टालेशन और कमीशनिंग कोड ऑफ प्रैक्टिस (पहला संशोधन)
- (xx) आईएस 15683 पोर्टेबल अग्निशामक प्रदर्शन और निर्माण विनिर्देश
- (xxi) आईएस 16018 पहिएदार अग्निशामक प्रदर्शन और निर्माण विशिष्टता

- (xxii) आईएस 16724 विस्फोटक वातावरण विद्युत प्रतिष्ठान डिजाइन, चयन और स्थापना
- (xxiii) संरचनाओं के भूकंप प्रतिरोधी डिजाइन के लिए आईएस 1893 मानदंड
- (xxiv) आईएस 2189 स्वतः आग का पता लगाने और अलार्म सिस्टम कोड ऑफ प्रैक्टिस का चयन, स्थापना और रखरखाव
- (xxv) आईएस 2190 प्राथमिक चिकित्सा अग्निशामकों का चयन, स्थापना और रखरखाव - अभ्यास संहिता
- (xxvi) आईएस 3589 पानी और सीवेज के लिए स्टील पाइप (168.3 से 2540 मिमी बाहरी व्यास) - विशिष्टता
- (xxvii) तैयार मिश्रित पेंट्स और एनामेल्स के लिए आईएस 5 रंग हैं
- (xxviii) आईएस 5572 विद्युत स्थापना के लिए ज्वलनशील गैसों और वाष्प वाले खतरनाक क्षेत्रों (खानों के अलावा) का वर्गीकरण
- (xxix) आईएस 636 नॉन - परकोलेटिंग फ्लेक्सिबल फायर फाइटिंग डिलीवरी होज़ - विशिष्टता
- (xxx) स्टील चिमनियों के डिजाइन और निर्माण के लिए आईएस 6533 अभ्यास संहिता
- (xxxi) आईएस 7098 क्रॉसलिंकड पॉलीथीन इंसुलेटेड पीवीसी शीथेड केबल के लिए विशिष्टता
- (xxxii) आईएस 800 स्टील में सामान्य निर्माण - अभ्यास संहिता
- (xxxiii) आईएस 875 इमारतों और संरचनाओं के लिए डिजाइन भार (भूकंप के अलावा) के लिए अभ्यास संहिता
- (xxxiv) आईएस/आईसी 60529 बाड़ों द्वारा प्रदान की जाने वाली सुरक्षा की डिग्री
- (xxxv) आईएसओ 15848 जिंक सल्फेट, मोनोहाइड्रेट, कृषि ग्रेड - विशिष्टता
- (xxxvi) एपीआई (अमेरिकी पेट्रोलियम संस्थान): एपीआई मानक 650, "तेल भंडारण के लिए वेल्डेड स्टील टैंक",
- (xxxvii) एसएसएमई (मैकेनिकल इंजीनियरों की अमेरिकन सोसायटी): एसएसएमई कोड अनुभाग VIII;
- (xxxviii) ओआईएसडी-एसटीडी-105: वर्क परमिट सिस्टम;
- (xxxix) एनएफपीए 11: लो-, मीडियम- और हाई-एक्सपेंशन फोम के लिए मानक;
- (xl) एनएफपीए 12: कार्बन डाइऑक्साइड बुझाने वाली प्रणालियों पर मानक;
- (xli) एनएफपीए 13: स्प्रिंकलर सिस्टम की स्थापना के लिए मानक
- (xlii) एनएफपीए 17: शुष्क रासायनिक शमन प्रणालियों के लिए मानक;
- (xliii) एनएफपीए 20: अग्नि सुरक्षा के लिए स्थिर पंपों की स्थापना के लिए मानक; और
- (xliv) एनएफपीए 72: नेशनल फायर अलार्म एंड सिग्नलिंग कोड

तालिका-1

ब्लॉकों या सुविधाओं के बीच न्यूनतम पृथक्करण दूरी

क्र. सं.	से/ तक	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	प्रोसेस यूनिटें	टिप्पण- 1	टिप्पण- 3	30	30	30	60	90	45	45	60	45	30	60	60	30	90	15
2	प्रोसेस कंट्रोल रूम (टिप्पण-2)	टिप्पण- 3	X	टिप्पण - 4	टिप्पण- 5	30	60	90	45	45	30	टिप्पण- 3	X	30	15	30	30	X
3	भंडारण टैंक वर्ग-क	30	टिप्पण - 4	टिप्पण - 6	टिप्पण - 6	टिप्पण - 6	30	90	30	30	60	(90)	30	T3	60	30	50	60
4	भंडारण टैंक वर्ग-ख	30	टिप्पण - 5	टिप्पण - 6	टिप्पण - 6	टिप्पण - 6	30	90	30	30	60	(90)	30	T3	30	30	50	30
5	भंडारण टैंक वर्ग-ग	30	30	टिप्पण - 6	टिप्पण - 6	टिप्पण - 6	30	90	30	30	60	(90)	30	T3	30	30	50	15
6	प्रेशराइज्ड भंडारण: एलपीजी/ सी4 और लाइटर एंड्स / एच2	60	60	30	30	30	टिप्पण-13	90	30	टिप्पण-13	90	(90)	30	टिप्पण-13	45	30	60	45
7	फ्लेयर (टिप्पण-7)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
8	बल्क लोडिंग पीओएल (रेल/सड़क)	45	45	30	30	30	30	90	टिप्पण - 8	टिप्पण- 9	60	30	टिप्पण- 10	T3	60	30	50	30
9	बल्क लोडिंग एलपीजी (रेल/सड़क)	45	45	30	30	30	टिप्पण-13	90	टिप्पण - 9	टिप्पण-13	90	(90)	टिप्पण-13	टिप्पण-13	60	30	50	30
10	फायर स्टेशन/ प्राथमिक	60	30	60	60	60	90	90	60	90	X	30	30	12	12	30	90	X

क्र. सं.	से/ तक	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	चिकित्सा केंद्र																	
11	बॉयलर हाउस/ प्रोसेस यूनिट हीटर (टिप्पण-11)	45	टिप्पण- 3	(90)	(90)	(90)	(90)	90	30	(90)	30	X	15	50	30	30	टिप्पण- 12	15
12	रेल स्पर	30	X	30	30	30	30	90	टिप्पण - 10	टिप्पण-13	30	15	X	30	6	15	50	6
13	स्थापना के चारों ओर चाहरदीवारी	60	30	T3	T3	T3	टिप्पण-13	90	T3	टिप्पण-13	12	50	30	X	6	30	50	15
14	सेवा भवन	60	15	60	30	30	45	90	60	60	12	30	6	6	X	30	50	12
15	कूलिंग टावर	30	30	30	30	30	30	90	30	30	30	30	15	30	30	X	15	6
16	एपीआई सेपरेटर/ तेल गाद पिट	90	30	50	50	50	60	90	50	50	90	टिप्पण- 12	50	50	50	15	X	45
17	इलेक्ट्रिकल सब-स्टेशन	15	X	60	30	15	45	90	30	30	X	15	6	15	12	6	45	X

तालिका-1 की सामान्य टिप्पणियां:

(क) सभी पृथक्करण दूरियां मीटर में हैं। "टी" संदर्भित होने वाली तालिका संख्या को दर्शाती है। "X" का अर्थ निर्माण या परिचालन सुविधा के लिए उपयुक्त कोई अलग दूरी है।

(ख) सभी पृथक्करण दूरियों को प्रत्येक सुविधा की परिधि पर निकटतम पॉइन्ट के बीच मापा जाएगा सिवाय (i) टैंक वाहन लोडिंग/ अनलोडिंग क्षेत्र के मामले में जहां पृथक्करण दूरी निकटतम बे के केंद्र से होगी। (ii) कोष्ठक () में दी गई पृथक्करण दूरी हीटर, बॉयलर, फर्नेस या स्टील के खोल से होती है।

तालिका-1 के लिए विशिष्ट टिप्पणियां:

टिप्पण-1: मध्य से गुजरने वाली 6 मीटर चौड़ी सड़क को देखते हुए यह 36 मीटर होगी। यदि प्रोसेस यूनिटों के बीच की दूरी 30 मीटर से कम है तो उन यूनिटों को एकल ब्लॉक के रूप में माना जाएगा और एक साथ शट डाउन सिद्धांत पर संचालित किया जाना चाहिए। सड़क का किनारा यूनिट के किनारे से 15 मीटर से कम की दूरी पर नहीं होना चाहिए और सड़क खतरनाक क्षेत्रों से बाहर होनी चाहिए।

टिप्पण-2:

(क)कूड डिस्टिलेशन, विस्फ्रेकर, डिलेड कोकर, गैस कंसंट्रेशन यूनिट, हाइड्रो-डीसल्फराइजेशन यूनिट, रिफॉर्मर और हाइड्रोजन प्लांट से 60 मीटर की दूरी तक स्थित कंट्रोल रूम को विस्फोट प्रतिरोधी निर्माण किया जाएगा।

(ख)फ्लूडाइज्ड कैटेलिटिक क्रैकिंग यूनिट, हाइड्रोक्रैकर यूनिट, प्रोपेन डीस्फालिंग यूनिट, एलपीजी स्वीटनिंग यूनिट, सी4 और लाइटर एंड्स रिकवरी यूनिट, सी4 और लाइटर एंड्स के लिए प्रेशराइज्ड स्टोरेज से 120 मीटर की दूरी तक स्थित नियंत्रण कक्ष विस्फोट प्रतिरोधी निर्माण से बने होंगे।

टिप्पण-3: प्रोसेस कंट्रोल रूम से प्रोसेस यूनिट, बॉयलर हाउस या हीटर के बीच न्यूनतम पृथक्करण दूरी 30 मीटर होगी। सिंगल प्रोसेस यूनिट या बॉयलर या हीटर से जुड़े नियंत्रण कक्ष के लिए, न्यूनतम पृथक्करण दूरी 16 मीटर होगी। गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों के लिए, यह न्यूनतम 30 मीटर होगा चाहे यह एक या अधिक यूनिटों के लिए हो।

टिप्पण-4: पृथक्करण दूरी गैर-विस्फोट निर्माण के लिए 60 मीटर और विस्फोट प्रतिरोधी निर्माण के लिए 30 मीटर होना चाहिए।

टिप्पण-5: पृथक्करण दूरी गैर-विस्फोट निर्माण के लिए 45 मीटर और विस्फोट प्रतिरोधी निर्माण के लिए 30 मीटर होना चाहिए।

टिप्पण-6: दो डाइक में स्थित निकटतम टैंकों के बीच की दूरी बड़े टैंक के व्यास के बराबर या 30 मीटर, जो भी अधिक हो, के बराबर होगी। डाइक के भीतर की दूरी के लिए, यह तालिका-3 और तालिका-4 के अनुसार होगी।

टिप्पण-7: निर्दिष्ट की गई दूरियां एलिवेटेड फ्लेयर के लिए हैं। ग्राउंड फ्लेयर के लिए ये दूरी 150 मीटर होगी।

टिप्पण-8: टैंक ट्रक गैन्ट्री और वैगन गैन्ट्री के बीच की दूरी 50 मीटर होगी।

टिप्पण-9: बीच की दूरी 50 मीटर होगी। तथापि, एलपीजी टैंक ट्रक बल्क लोडिंग से पीओएल टैंक ट्रक बल्क लोडिंग के लिए यह 30 मीटर होगी।

टिप्पण-10: टैंक ट्रक गैन्ट्री और रेल स्पर के बीच की दूरी 50 मीटर होगी।

टिप्पण-11: प्रोसेस यूनिट के बॉयलर हाउस या हीटर को केवल आसपास के ब्लॉकों/सुविधाओं के विचार के लिए एक अलग पहचान के रूप में माना जाना है। हालाँकि, एक प्रोसेस यूनिट का हीटर उस प्रोसेस यूनिट का एक अभिन्न अंग बना रहता है जिससे वह जुड़ा होता है और उस स्थिति में आंतरिक उपकरण की दूरी तालिका-2 के अनुरूप होनी चाहिए।

टिप्पण-12: केंद्रीकृत/ सामान्य एपीआई सेपरेटर, कोरगेटेड प्लेट इंटरसेप्टर (सीपीआई), ओपन ऑयल सेपरेटर को समान जोखिम के तहत वर्गीकृत किया जाएगा और यह हीटर/बॉयलर से 90 मीटर की दूरी पर स्थित होगा। तथापि, यदि इन्हें ऊपर से ढका गया है और सुरक्षित स्थान के लिए पर्याप्त निकास प्रदान किया गया है, तो न्यूनतम पृथक्करण दूरी 30 मीटर होगी।

टिप्पण-13: न्यूनतम पृथक्करण दूरी पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (एलपीजी भंडारण, अनुरक्षण और बॉटलिंग सुविधाओं के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2019 के अनुरूप होगी।

तालिका-2

प्रोसेस यूनिट के भीतर उपकरण के बीच पृथक्करण दूरी

क्र. सं.	से/ तक	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	फायर्ड हीटर या कोई फायर्ड उपकरण	X	15	15	15	22	15	15	20	15	15	15	X	18	6	30	15
2	रिएक्टर	15	2	2	6	8	7	15	7	7	4	3	15	5	3	15	3
3	डिस्टिलेशन कॉलम	15	2	3	4	7	5	15	5	5	2	3	15	3	3	15	3
4	एक्यूमलेटर- हाइड्रोकार्बन	15	6	4	2	8	5	15	4	4	2	3	15	3	3	15	3
5	कंप्रेसर - हाइड्रोकार्बन	22	8	7	8	3	7	15	7	7	7	7	15	4	3	20	7
6	हॉट ऑयल पंप	15	7	5	5	7	1	7	1	1	2	2	15	3	X	15	X
7	ईंधन तेल या एचसीएस डेटैंक	15	15	15	15	15	7	T-5	15	15	15	15	15	15	X	15	15
8	वर्ग "क" के लिए पंप और उपरोक्त सभी ऑटो-इग्निशन तापमान	20	7	5	4	7	1	15	1	1	2	2	15	3	X	15	X
9	पंप - अन्य सभी हाइड्रोकार्बन के लिए	15	7	5	4	7	1	15	1	1	2	2	15	3	X	15	X
10	हीट एक्सचेंजर्स	15	4	2	2	7	2	15	2	2	2	2	15	2	2	15	X
11	हाइड्रोकार्बन के लिए एयर फिन कूलर	15	3	3	3	7	2	15	2	2	2	X	15	2	X	15	2
12	फायर्ड हीटर स्थानीय कंट्रोल पैनल	X	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	X	10	X	15	5
13	प्रेसर वेसल या हाइड्रोकार्बन ड्रम	18	5	3	3	4	3	15	3	3	2	2	10	2	3	15	2
14	मेन पाइप रैक	6	3	3	3	3	X	X	X	X	2	X	X	3	X	15	X
15	ब्लो डाउन सुविधा - ड्रम, पंप, वेंट स्टैक	30	15	15	15	20	15	15	15	15	15	15	15	15	15	X	15
16	संरचनात्मक मेन - तकनीकी प्लेटफार्म	15	3	3	3	7	X	15	X	X	X	2	5	2	X	15	X

तालिका-2 के लिए सामान्य टिप्पणियां:

- (क) सभी दूरी मीटर में आमने-सामने स्पष्ट न्यूनतम पृथक्कता दूरी हैं।
- (ख) " X" निर्माण, परिचालन और रखरखाव आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए अच्छी इंजीनियरिंग प्रथाओं के अनुसार उपयुक्त पृथक्करण दूरी को दर्शाता है।
- (ग) तालिका-2 में निर्दिष्ट पृथक्करण दूरी न्यूनतम अनुशंसित दूरी है जिसका उद्योग को पालन करना चाहिए। निम्नलिखित को छोड़कर, स्थान की कमी और प्रासंगिक इंजीनियरिंग प्रथाओं के अनुरूप आवश्यकतानुसार इन्हें उपयुक्त रूप से संशोधित किया जा सकता है।
 - (i) ब्लो डाउन सुविधा (ओपन पिट टाइप) या ऑयल कैचर फायर्ड हीटर या किसी फायर्ड उपकरण से कम से कम 30 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए। यदि ब्लो डाउन ड्रम भूमिगत स्थित है या ऑयल कैचर को सुरक्षित स्थान पर निकास के साथ कवर किया गया है, तो न्यूनतम पृथक्करण दूरी 15 मीटर होगी।
 - (ii) फ्यूल ऑयल डे टैंक उपकरण से कम से कम 15 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए सिवाय उन सुविधाओं के जैसे कि हीट एक्सचेंजर, और पंप सीधे फ्यूल ऑयल सिस्टम से जुड़ा हो।
- (घ) फायरवाटर हाइड्रेंट या मॉनिटर उपकरण से कम से कम 15 मीटर दूर होना चाहिए जिसे संरक्षित किया जाना है।
- (ङ) वॉअर स्प्रे डेल्यूज वाल्व हाइड्रोकार्बन का रखरखाव करने वाले उपकरण से न्यूनतम 15 मीटर की दूरी पर होना चाहिए; और
- (च) फ्यूल गैस नॉक आउट ड्रम हीटर से न्यूनतम 15 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए।

तालिका-3

टैंक या ऑफसाइट सुविधाओं के बीच पृथक्करण दूरी - (बड़ी स्थापनाओं के लिए)

क्र.सं.	टैंक/ सुविधा	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	पेट्रोलियम वर्ग क/ वर्ग ख के लिए भंडारण टैंक	T4	T4	15	15	15	15	8	15	0.5 D न्यूनतम 20 एम

क्र.सं.	टैंक/ सुविधा	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	पेट्रोलियम वर्ग ग के लिए भंडारण टैंक	T4	X	15	X	8	X	X	X	0.5 D न्यूनतम 20 एम
3	पेट्रोलियम वर्ग क या वर्ग ख के लिए भंडारण/फिलिंग शेड	15	15	X	8	15	15	8	15	15
4	पेट्रोलियम वर्ग ग के लिए भंडारण/ फिलिंग शेड	15	X	8	X	8	X	X	X	10
5	पेट्रोलियम वर्ग क के लिए टैंक वाहन लोडिंग/ अनलोडिंग	15	15	15	8	X	X	8	15	20
6	वर्ग ग के लिए टैंक वाहन लोडिंग/ अनलोडिंग	15	X	15	X	X	X	X	X	10
7	फ्लेम प्रूफ इलेक्ट्रिक मोटर	8	X	8	X	8	X	X	8	X
8	नॉन फ्लेम प्रूफ इलेक्ट्रिक मोटर	15	X	15	X	15	X	8	X	X
9	चहारदीवारी	0.5 D न्यूनतम 20 एम	0.5 D न्यूनतम 20 एम	15	10	20	10	X	X	X

तालिका-4

डाइक के भीतर भंडारण टैंकों के बीच पृथक्करण दूरी

क्र.सं.	मद	फ्लोटिंग रूफ टैंक के बीच श्रेणी क और श्रेणी ख	फिक्स्ड रूफ टैंक के बीच श्रेणी क और श्रेणी ख	श्रेणी ग पेट्रोलियम भंडारण टैंक के बीच
1	50 मीटर तक व्यास वाले सभी टैंक	$(D + d)/ 4$ न्यूनतम 10 एम	$(D + d)/ 4$ न्यूनतम 10 एम	$(D + d)/ 6$ न्यूनतम 6 एम
2	50 मीटर से अधिक व्यास वाले टैंक	$(D + d)/ 4$	$(D + d)/ 3$	$(D + d)/ 4$

तालिका-3 और 4 के लिए सामान्य टिप्पणियां

- (क) सभी पृथक्कता दूरी मीटर में हैं।
- (ख) "X" निर्माण, परिचालन और रखरखाव आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए अच्छी इंजीनियरिंग प्रथाओं के अनुसार उपयुक्त पृथक्करण दूरी को दर्शाता है
- (ग) **D** और **d** क्रमशः बड़े और छोटे टैंकों के व्यास को दर्शाते हैं
- (घ) तालिका-3 में टैंक वाहन लोडिंग/अनलोडिंग क्षेत्र के मामले को छोड़कर जहां दूरी प्रत्येक बे के केंद्र से मापी जाएगी, सभी दूरियों को प्रत्येक सुविधा की परिधि पर निकटतम पॉइन्ट के बीच मापा जाएगा।
- (ङ) तालिका-4 में दी गई दूरियां एक ही डाइक में खोल से खोल तक हैं।
- (च) भण्डारण टैंकों के विभिन्न संयोजनों के लिए, न्यूनतम पृथक्करण दूरी के लिए लागू फार्मूलों की कठोरता पर विचार किया जाएगा।
- (छ) सीमा दीवार से भंडारण टैंक की दूरी के लिए लागू है;
- (ज) फ्लोटिंग रूफ टैंक जिसमें जोखिम के लिए सुरक्षा हो;
- (झ) कमजोर रूफ-टू-शेल जोड़ वाले टैंक जिनमें अनुमोदित फोम या इनर्टिंग सिस्टम हो और टैंक का व्यास 50 मीटर से अधिक न हो।
- (ञ) तालिका-3 में शामिल नहीं की गई सुविधाओं के लिए तालिका-1 देखें।
- (ट) तालिका-3 के लिए, टैंक के लिए साइड एंट्री मिक्सर के मोटरों पर भंडारण टैंक से फ्लेम प्रूफ इलेक्ट्रिक मोटरों की दूरी की आवश्यकता लागू नहीं होती है।

तालिका-5

टैंक या ऑफसाइट सुविधाओं के बीच पृथक्करण दूरी - (लघु स्थापनाओं के लिए)

क्र.सं.	टैंक/ सुविधा	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	भंडारण टैंक वर्ग क	0.5D	0.5D	0.5D / 6.0	9	9	9	15	15	15	3	15	15	15
2	भंडारण टैंक वर्ग ख	0.5D	0.5D	0.5D / 6.0	9	0.5D	0.5D	9	4.5	4.5	3	4.5	न्यूनतम 4.5	न्यूनतम 4.5
3	भंडारण टैंक वर्ग ग	0.5D / 6.0	0.5D / 6.0	X	9	0.5D	X	9	4.5	X	X	X	0.5D न्यूनतम 3.0	0.5D न्यूनतम 3.0
4	पेट्रोलियम वर्ग-क के लिए भंडारण/ फिलिंग शेड	9	9	9	X	4.5	6	9	9	9	3	9	9	9
5	पेट्रोलियम वर्ग-ख के लिए भंडारण/ फिलिंग शेड	9	0.5D	0.5D	4.5	X	1.5	9	4.5	4.5	1.5	4.5	4.5	4.5
6	पेट्रोलियम वर्ग-ग के लिए भंडारण/ फिलिंग शेड	9	0.5D	X	6	1.5	X	9	4.5	X	X	X	3	3
7	टैंक वाहन लोडिंग/ अनलोडिंग वर्ग-क	15	9	9	9	9	9	X	9	9	3	9	9	9
8	टैंक वाहन लोडिंग/ अनलोडिंग वर्ग-ख	15	4.5	4.5	9	4.5	4.5	9	X	4.5	1.5	4.5	4.5	4.5
9	टैंक वाहन लोडिंग/ अनलोडिंग वर्ग-ग	15	4.5	X	9	4.5	X	9	4.5	X	X	X	3	3

क्र.सं.	टैंक/ सुविधा	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
10	फ्लेम प्रूफ इलेक्ट्रिक मोटर	3	3	X	3	1.5	X	3	1.5	X	X	3	X	X
11	नॉन फ्लेम प्रूफ इलेक्ट्रिक मोटर	15	4.5	X	9	4.5	X	9	4.5	X	3	X	X	X
12	कार्यालय भवन, भंडारगृह, सुविधाएं	15	D न्यूनतम 4.5	0.5D न्यूनतम 3.0	9	4.5	3	9	4.5	3	X	X	X	X
13	चाहरदीवारी	15	D न्यूनतम 4.5	0.5D न्यूनतम 3.0	9	4.5	3	9	4.5	3	X	X	X	X

तालिका-5 के सामान्य टिप्पणी:

- (क) सभी पृथक दूरियां मीटर में हैं और तालिका न्यूनतम आवश्यकता निर्दिष्ट करती है।
- (ख) "X" निर्माण, परिचालन और रखरखाव आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए अच्छी इंजीनियरिंग प्रथाओं के अनुसार उपयुक्त पृथक्करण दूरी को दर्शाती है।
- (ग) "D" बड़े टैंक के व्यास को दर्शाता है।
- (घ) टैंकों के लिए दी गई दूरी एक ही डाइक में शेल से शेल तक है।
- (ङ) जहां वैकल्पिक दूरियां निर्दिष्ट हैं (जैसे 0.5 D/ 6.0), उसके न्यूनतम का उपयोग किया जाएगा।
- (च) टैंक वाहन लोडिंग/अनलोडिंग क्षेत्र के मामले को छोड़कर जहां दूरी प्रत्येक बे के केंद्र से होगी, सभी दूरियों को प्रत्येक सुविधा की परिधि पर निकटतम पॉइंट के बीच मापा जाएगा।

- (छ) तरल हाइड्रोकार्बन हैंडलिंग पाइपलाइन स्थापना पर पिग लॉन्चर/रिसीवर को पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2009 या पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2016 में निर्धारित पृथक्करण दूरी की पूर्ति करते हुए स्थित होना चाहिए।
- (ज) भंडारण टैंक से फ्लेम प्रूफ इलेक्ट्रिक मोटरों की दूरी की आवश्यकता टैंकों के लिए साइड एंट्री मिक्सर वाली मोटरों पर लागू नहीं होती है।

वन्दना शर्मा, सचिव

To be published in Extraordinary Part-3, Section-IV
PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD

NOTIFICATION

New Delhi, 29th March, 2023

F.No. PNGRB/Tech/8-T4SR&GP/(1)/2023 (P-4247). In exercise of the powers conferred by section 61 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board 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 Refineries and Gas Processing Plants) Regulations, 2023.
- (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 (19 of 2006);
 - b. “Annexure” means the Annexure to the Schedule in which it occurs;
 - c. “Board” means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board established under sub-section (1) of section 3 of the Act;
 - d. “Block” means facilities operated or used in integrated way and surrounded by roads, such as, process unit, boiler house, group of tanks located in a dyke, group of pressurized storage tanks, loading gantries, flare and like others;
 - e. “Blowdown” means the process of removal of all flammable or non-flammable material from a vessel or container upon shutdown or depressurization of the equipment or unit;
 - f. “C4 and Lighter ends” means hydrocarbons or a mixture of Hydrocarbons containing four or less than four carbon atoms, such as Butane, Propane, Propylene, LPG a mixture of propane and butane also fall under the same category;
 - g. “Compressed Gas” means any permanent gas, liquefiable gas, or cryogenic liquid under pressure or gas mixture which in a closed pressure vessel exercise a pressure exceeding one atmosphere (gauge) at the maximum working temperature and includes Hydrogen Fluoride. In case of vessel without insulation or refrigeration, the maximum working temperature shall be considered as 55 °C;
 - h. “Control of Work” means a documented system to control hazardous work. It covers job planning, risk assessment, scheduling, isolation management and a formal PTW (Permit to Work) system.
Explanation. -For the purposes of this definition, -
 - i. “Approver” means designated Plant or Area in-charge is to approve an activity

based on the risk, involved in executing the activity. Higher the risk, higher would be the approval level required for authorization;

- ii. “Cold Work” means an activity which does not produce sufficient heat to ignite a flammable air -hydrocarbon mixture or a flammable substance;
- iii. “Hot Work” means an activity that can produce a spark or flame or other source of ignition having sufficient energy to cause ignition, where the potential for flammable vapors, gases, or dust exists;
- iv. “Issuer” means designated person authorized to issue work permit;
- v. “Permit” means a formal and detailed agreed document that contains location, time, equipment to be worked on, hazard identification, mitigation or precaution measure or measures to be followed and the names of those authorizing the work and performing the work; and
- vi. “Receiver” means designated person authorized to receive work permit.

Note: Where open flame jobs are involved, additional precautions and controls on top of those for regular Hot Work must be in place;

- i. “Critical lifts” means a lift that exceeds 75 percent of the rated capacity of the crane or derrick, or requires the use of more than one crane or derrick;
- j. “Day Tank” means a tank having storage capacity sufficient for one-day operation of connected process unit;
- k. “Design” includes drawings, calculations, specifications, codes and all other details necessary for complete description of the pressure vessel and its construction;
- l. “Design pressure” means the pressure used in the design of equipment, a container, or a vessel for the purpose of determining the minimum permissible thickness or physical characteristics of its different parts. Where applicable, static head shall be included in the design pressure to determine the thickness of any specific part;
- m. “Dyke” means a structure used to establish an impounding area;
- n. “Emergency Shutdown System (ESD)” means a system that safely and effectively stops whole plant or an individual unit during abnormal situation or in emergency;
- o. “Facility” means any building, structure, installation, equipment, pipeline, or other physical feature used in petroleum refining, storage, transportation and distribution;
- p. “Flash Point” means the lowest temperature at which the liquid yields vapour in sufficient concentration to form an ignitable mixture with air and gives a momentary flash on application of a small pilot flame under specified conditions of test as per IS: 1448 (Part-I);
- q. “Fired Equipment” means any equipment in which the combustion of fuels takes place and includes among others, fired boilers, fired heaters, internal combustion engines, certain integral heated vaporisers, the primary heat source for remote heated vaporisers, gas-fired oil foggers, fired regeneration heaters and flared vent stacks;
- r. “Fire station” means a building housing facilities of parking fire tenders and keeping other ready to use fire-fighting equipment for meeting plant emergencies, fire control room with required communication facilities and fire alarm panels;
- s. “Fire Water pump house” means a building housing fire water pumps, jockey pumps, communication and alarm system, instrumentation and the required operating and supporting personnel;
- t. “Gas Processing Plant” means a facility where natural gas is received and processed to separate gas, LPG condensate and other products;
- u. “General Classification of Petroleum Products” means petroleum products which are

classified according to their closed cup FLASH POINTS as given below:

- (i.) **Class-A Petroleum:** Liquids which have flash point below 23 °C;
- (ii.) **Class-B Petroleum:** Liquids which have flash point of 23 °C and above but below 65 °C;
- (iii.) **Class-C Petroleum:** Liquids which have flash point of 65 °C and above but below 93 °C;
- (iv.) **Excluded Petroleum:** Liquids which have flash point of 93 °C and above;

Liquefied gases including LPG do not fall under this classification but form separate category.

Note: In the following cases, any of above classification does not apply and special precautions should be taken as required;

- (i) Where ambient temperatures or the handling temperatures are higher than the flash point of the product; or
- (ii) Where product handled is artificially heated to a temperature above its flash point.

v. “Hazardous Area” means an area which will be deemed to be hazardous where:-

- (i) petroleum having flash point below 65 °C or any flammable gas or vapor in a concentration capable of ignition is likely to be present; or
- (ii) petroleum or any flammable liquid having flash point above 65 °C is likely to be refined, blended or stored at above its flash point.

Note:- For classification and extent of hazardous area, refer "The Petroleum Rules, 2002 and IS:5572";

w. “Ignition source” means any item or substance capable of an energy release of type and magnitude sufficient to ignite any flammable mixture of gases or vapours that could occur at the site;

x. “LPG Facilities” means a facility where liquefied petroleum gas (LPG) is stored, received or dispatched by rail, road, pipeline or filled in cylinders;

y. “May” indicates provisions that are optional;

z. “Maximum Allowable Working Pressure ¹(MAWP)” means the maximum gauge pressure permissible at the top of equipment, a container or a pressure vessel while operating at design temperature;

aa. “NDT” means Non-Destructive Testing methods like Dye Penetration Inspection, Wet Fluorescent Magnetic Particle Inspection, Ultrasonic thickness checks, Ultrasonic Flaw Detection, Radiography, Hardness Test and other relevant Inspection procedures carried out to detect the defects in the welds and parent metal of the pressure vessel;

bb. Non-routine activity means any activity that is not fully described in an operating procedure and non-routine does not refer to the frequency at which the activity occurs; rather, it refers to whether the activity is part of the normal sequence of converting raw materials to finished products. Making and breaking connections to unload a rail-car would likely be covered by an operating procedure, whereas breaking a connection to remove and calibrate a pressure transmitter would be considered a non-routine

¹ Subs. by Cl. (a) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- work activity;
- cc. "Petroleum Refinery" means an industrial process plant or group of process units or facilities where petroleum or crude oil is converted and refined into more useful products such as petroleum naphtha, gasoline, diesel fuel, asphalt base, heating oil, kerosene, liquefied petroleum gas, jet fuel and fuel oils and like other more useful products . Group of process units or facilities includes, unloading or loading, storage, processing, associated systems like utilities, blow down, flare system, fire water storage and fire water network, control room and administration service buildings like workshop, fire station, laboratory, canteen and like other buildings.;
 - dd. "Pressure vessel" means any closed metal container of whatever shape, intended for the storage and transport of any compressed gas which is subjected to internal pressure and whose water capacity exceeds one thousand litres and includes inter connecting parts and components thereof up to the first point of connection to the connected piping and fittings, but does not include containers wherein steam or other vapour is or is intended to be generated or water or other liquid is or is intended to be heated by the application of fire or the products of combustion or by electrical means, heat exchangers, evaporators, air receivers, steam type digestors, steam type sterilizers, autoclaves, reactors, calorifiers, pressure piping components such as separators or strainers and vessels containing a liquid under a blanket of compressed inert gas;
 - ee. "Process Unit" means a unit having integrated sequence of operation, physical and chemical, and may involve preparation, separation, purification, or change in state, energy content or composition;
 - ff. "Protection for exposure" means protection of building, structures, human from exposure to fire, radiation, toxic releases;
 - gg. "Safety relief device" means an automatic pressure relieving device actuated by the pressure upstream of the valve and characterized by fully opened pop action intended to prevent the rupture of a pressure vessel under certain conditions of exposure;
 - hh. "Schedule" means the Schedule to these regulations;
 - ii. "Service building" means a building housing facility for inspection, maintenance or other supporting services which are directly required for operation of the plant such as warehouse, workshops;
 - jj. "Shall" indicates a mandatory requirement;
 - kk. "Should" indicates a recommendation or that which is advised but not mandatory;
 - ll. "Table" means Table to these regulations;
 - mm. "Tank height" means the height from tank bottom to top kerb angle for cone roof tanks and for floating roof tanks, it is the height from tank bottom to top of tank shell;
 - nn. "Tank vehicle loading or unloading" means a facility for loading or unloading of petroleum to or from tank wagon or tank truck;
 - oo. "Water capacity" means capacity in litres of a pressure vessel or a container or a tank when completely filled with water at 15°C;

(2.) Words and expressions used and not defined in these regulations, but defined in the Act or in the rules or regulations made there under, 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 entities engaged in Operation of Petroleum Refineries or Gas processing plant to ensure safe and reliable operations through complete lifecycle of the project.
- (2) The mandatory requirements of these regulations are not applicable to the common facilities constructed outside the ISBL (Inside Battery limit) of an entity where no processing of hydrocarbon is carried out, that is to say Main Administrative Building, Material Stores, Raw water facility, Engineering workshops and Security watch towers.

4. Scope. -

- (1) Requirements of these regulations shall apply to all Refineries and Gas Processing Plants,
- (2) These regulations lay down minimum requirements of layout within the plant boundary for unloading or loading, storage, processing, transfer and handling of hydrocarbons or other hazardous substances or chemicals in Refineries and Gas Processing Plants.
- (3) These regulations also cover engineering considerations in design, installation, operation, maintenance, inspection including fire protection and safety systems.
- (4) These regulations shall not be applied to onshore or offshore upstream facilities.
- (5) These regulations shall not be applied to mini refineries with total petroleum class A, class B, class C inventory upto 2000 MT.

5. Objective. -

The standards referred to in regulation 6 are intended to ensure uniform application of design principles in layout and to guide in selection and application of materials and components, equipment and systems and uniform operation and maintenance of the Refineries and Gas Processing Plants and shall primarily focus on safety aspects of the employees, public and facilities associated with Refineries and Gas Processing Plants.

6. The standard. -

Technical standards and specifications including safety standards (hereinafter referred to as standards) for Refineries and Gas Processing Plants shall be as specified in Schedules which cover design and layout, electrical systems, process system, maintenance, inspection, competency assessment, fire prevention, leak detection, firefighting system and safety management system.

7. Compliance to these regulations. -

- (1) The Board shall monitor the compliance to these regulations either directly or under its supervision through an accredited third party as per separate provisions on third party conformity assessment.
- (2) The board of the entity shall appoint one of its directors, within ninety days of the coming into force of these regulations, to be responsible for ensuring compliance to these regulations.
- (3) Any entity intending to set up Refineries shall make available its detailed plan including design consideration conforming to these regulations to PESO for their approval.
- (4) If an entity has laid, built, constructed, under construction or expanded the Refineries

and Gas Processing Plants 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 or Qualitative Risk analysis of its infrastructure. The entity shall thereafter take approval from its board for non-conformities and mitigation measures. The entity's Board approval along with the compliance report, gap analysis, mitigation measures and implementation schedule shall be submitted to the Board within six months from the date of notification of these regulations.

8. Default and Consequences. -

²[(1) There shall be an established comprehensive system to ensure compliance with the provisions of these regulations, encompassing the conduct of technical and safety audits throughout the stages of design, pre-construction, construction, commissioning, and operation, and also on an ongoing basis, as periodically specified. Details of any planned project along with Detailed Feasibility Report (DFR), layout, PESO approval and Environmental Clearance etc. as may be applicable, shall be submitted to Board at least one month prior to commencing the construction.

(2) The Board shall monitor the compliance with Technical Standards and Specifications, including Safety Standards, either directly or through an accredited third party via separate regulations on third-party conformity assessment.

(3) For the purpose of these Regulations, in event of any default or deviation or shortfall, the entity shall be liable to face the imposition of civil penalty as per Section 28 of the PNGRB Act, 2006, and/or suspension/termination of operation, as per following procedure:

(a) The Board shall issue a notice to the entity, allowing it a reasonable time period to fulfil its obligations under the regulations;

(b) No punitive action shall be taken in case remedial action is taken by the entity, to the satisfaction of the Board, within the time period specified by the Board;

(c) In case the entity fails to undertake remedial action within such time period, the Board may, after giving such entity an opportunity of being heard, by order in writing, direct that, without prejudice to any other penalty which the entity may be liable for, such entity shall pay, by way of civil penalty, an amount which shall not exceed one crore rupees for each contravention, and in case of a continuing failure, additional penalty which may extend to ten lakh rupees for every day. In addition, the Board, if it deems appropriate, may direct for suspension or termination of operations of the said entity.

(d) If the entity fails to comply with the directions passed by the Board, as provided in clause (c), the Board may take appropriate action as prescribed for offences and punishment under Chapter IX of the Act.

² Ins by Cl(a) Reg. 2 the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2025.(w.e.f. 23.07.2025)

Provided that, notwithstanding anything contained in clauses (a) to (d) of sub-regulation (3), in cases:

- (i) where the violation on the part of the entity poses an imminent danger to public safety or
- (ii) where the Board determines, in public interest or in the interest of State security, that it is so required,

the Board may, apart from requiring the entity to take immediate remedial action, also direct for immediate suspension of operations of the said entity and in such cases, an opportunity of being heard may be deferred and afforded subsequently to the entity by the Board.

Note 1: Planned projects shall include all greenfield projects and, in the case of brownfield projects, shall encompass any addition to storage, handling, or processing capacity, increase in manpower, or increase in risk level of any installation/facility.]

9. Requirements under other statutes.

It shall be necessary to comply with all statutory rules, regulations and enactments for the time being in force as applicable and requisite approvals shall be obtained from the relevant competent authorities for Refineries and Gas Processing Plants.

³[For preventing fugitive emissions and standards for equipment leaks, the refinery and Gas processing plants should comply with the relevant stipulations as stated in the Petroleum Oil Refinery standards notified by Ministry of Environment and Forests vide Notification no. GSR 186 (E) dated 18.03.2008 as applicable.]

10. Miscellaneous.

- (1) If any dispute arises with regard to the interpretation of any of the provisions of these regulations, the decision of the Board shall be final.
- (2) The Board may at any time effect appropriate modifications in these regulations
- (3) The Board may from time to time issue guidelines consistent with the Act and these regulations to meet the objective of these regulations as it deems fit.

Schedule-1 **[See regulation 6]**

1.0 Site selection and Layout:

1.1 Introduction:

- 1.1.1 Hydrocarbon processing and handling plants are inherently hazardous. Today's trend of large and complex plants presents substantial risk potential. At times plants are modified to operate at higher capacities or efficiencies necessitating

³ Subs. by Cl. (b) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026)

larger storage requirements than contemplated earlier. For these reasons, initial site analysis for the proposed new construction or addition should be done carefully while considering the space allocation to the various facilities.

1.2 Plant Layout Philosophy:

1.2.1 Following philosophy should be adopted in layout of an installation, namely: -

- (a) Block layout should be adopted as far as possible. Plant layout arrangement should follow the general route of raw material to process unit or units with tankages interposed as required followed by storage and dispatch facilities. The entire area should be sub-divided into blocks;
- (b) All process units and dyked enclosures of storage tanks shall be planned in separate blocks with roads all around for access and safety;
- (c) Primary traffic roads in the installation shall be outside hazardous areas. Roads separating the blocks shall act as firebreaks. In existing facilities in which roads are within hazardous area, vehicular traffic shall be restricted except for the emergency vehicles;
- (d) Pedestrian pathways should be provided and marked alongside the primary traffic roads;
- (e) Alternative access shall be provided for each facility so that it can be approached by emergency responders in the event of blockage on one Road. Widths, gradient and turning radii at road junctions shall be designed to facilitate movement of the largest fire-fighting vehicle in the event of emergency;
- (f) Rail spur should be located close to the boundary of the installation to minimise road or pipe crossings and blockage of roads during shunting.;
- (g) Layout of the facilities should be made to minimize truck traffic ingress in the plant;
- (h) Two separate road approaches from the highway or major road should be provided. Preferably, one for employees and other for product and material movement. Both these approaches should be available for receipt of assistance in emergency;
- (i) Presence of ignition source shall always be contemplated beyond the boundary wall of the installation (Plant area);
- (j) Orientation of flares, furnaces and heaters, dusty operations (such as Sulphur handling.) and cooling towers should be decided based on prevailing wind direction to avoid travel of hydrocarbon vapour over sources of ignition or to avoid corrosion. Erection methods shall be studied for all types of equipment or structures. Towers, reactors, fired equipment should be located in such an area so to facilitate erection;
- (k) Maintenance requirements for each type of equipment shall be identified and considered;
- (l) For construction activities, area should be earmarked;
- (m) Future expansion should be assessed, and space provision be made accordingly;
- (n) Emergency Response Centre (ERC), if provided shall be located in safe area preferably near main plant entry or exit. It should be able to communicate with Main Control Room, Security control centre, main fire station and with outside local administration in the case of emergency;

- (o) Emergency control room and alternate emergency control room should be located in safe area;
- (p) In plant layout, area shall be identified for incoming truck parking, movement and weighment. For outgoing trucks, consideration shall be given to include truck sheeting area with proper safety arrangement.

1.3 Layout of Blocks or Facilities:

1.3.1 To prepare a layout, information should be collected on the following aspects, as applicable, namely:-

- (a) Process units, utility requirements, storage tanks and pressurized storage vessels;
- (b) Product receipt or dispatch and mode of transport (rail, road and pipeline);
- (c) Warehouses, storage areas for solid products such as petroleum coke, petroleum wax, sulfur, bitumen or asphalt and other open storage areas such as scrap yards;
- (d) Chemical or Toxic chemicals storage, hazardous waste storage or disposal;
- (e) Flares;
- (f) Service buildings, fire station and fire training ground;
- (g) Site topography including elevation, slope, and drainage;
- (h) Meteorological data;
- (i) Bathymetric data (such as high tide level, surge wave height), highest flood level in the area, water table, natural streams or canal for installations in coastal areas;
- (j) Seismic data, Approach roads to main plant areas;
- (k) Aviation considerations;
- (l) Risk to and from adjacent facilities outside boundary wall;
- (m) Environmental considerations;
- (n) Statutory obligations; and
- (o) Security considerations

1.3.2 General consideration for the layout of blocks or facilities, while locating the various facilities or blocks, the following should be considered, namely: -

- (a) Layout of Blocks or facilities should be in sequential order of process flow;
- (b) Process unit or units, tank farm, loading gantry, solid storage, utilities, Emergency DG sets and approach roads should be located on high ground to avoid flooding;
- (c) Utility bloc or blocks should preferably be located adjacent to unit blocks;
- (d) Power generation facilities which also supply steam for process requirement should be located near the process unit block;
- (e) While designing layout, overhead power transmission lines shall not pass over the installation including the parking areas. Horizontal clearance from oil and gas installations shall be in line with the Indian Electricity Rules;
- (f) High Tension (HT) or Low Tension (LT) sub-station or sub-stations should be located close to load centres;
- (g) Cooling Towers should be located downwind or away from the wind direction of process equipment and substation so that fog developed will not cause corrosion or obstruct vision or short-circuiting;

- (h) Excluded petroleum product or other chemicals storage tanks should not be grouped according to product classification with Class A, Class B, Class C product tanks in the same dyke. Petroleum products which are chemically unstable in nature should be stored in separate dyke. In hilly areas, storage tanks should preferably be located at lower elevations;
- (i) While designing layout, the truck loading or unloading facilities should be located close to product movement gate and should be oriented to provide one-way traffic pattern for segregated entrance and exit. The petroleum truck loading or unloading facilities should be away from process units or storage tanks and the number of such loading or unloading areas should be kept minimum as far as practicable;
- (j) Sulphur recovery unit and Sulphur loading area should be located close to sulphur movement gate and away from populated areas. Manned facility should not be located downwind of these facilities;
- (k) Equipment drawing air (such as air compressors, air blower, FD fan) should be located away from Sulfur recovery unit or Sulfur handling facility or other toxic or dust explosion producing sources;
- (l) Minimum separation distance of 50 metres is recommended between sulfur storage or handling and any facility or boundary wall;
- (m) Petroleum coke storage and handling facilities should be located as far as possible away from process units, air separation plants, populated and hazardous areas;
- (n) Separate collection system should be provided for different types of waste generated in the process plant such as oily water, caustic, acid effluents, fecal such as Effluent Treatment Plant should be located minimum one block away from process unit area, downwind of process units and important areas considering odour and emission of volatile organic compound. This should be

closer to disposal point by the side of the boundary and at lower grade to facilitate gravity flow of effluent. Suitable measures shall be in place to prevent overflow from ETP during rains or otherwise;
- (o) Flare should be located upwind of process units and the area around flare should be paved.
- (p) Main pipe racks or pipe track of other units and facilities shall not be routed through process units. Provide overhead clearance for vehicles over roadways and railroads. Such overhead clearances should be protected by protective goal posts about 10 metres before on either side;
- (q) Roads should be provided to serve all process areas requiring access for the operation, maintenance and firefighting. These roads should encompass the process blocks or process units;
- (r) Smoking shall not be permitted inside the installation;
- (s) Fire station, firewater storage and firewater pump house shall be located at a safe place away from hazardous areas. Fire station should be upwind of process units and hydrocarbon storage area with direct approach to process units or other critical areas;
- (t) Location of firewater pumps shall not be less than 60 metres from other hazardous facilities;

- (u) In case process units are operated in an integrated way and shutdowns are taken simultaneously, then it may be considered as a single block. In such case, fire water estimate shall consider the area of entire block as a single unit;
- (v) Logistics of heavy lift items and lay down area for fabrication;

1.3.3 Separation distances:

Minimum separation distances between various blocks or facilities described above shall be as per Table-1. The Table shall be read in conjunction with the notes specified with the Table. Siting of manned buildings should be based on Consequence (Dispersion) Analysis and considering operational needs. In order to promote better-estimated separation distances, the results of principles of Inherently Safer Design, Hierarchy of Control, various PHA studies such as HAZID, CA, QRA should be used. This will minimize process hazards and the associated occupational health and safety hazard to personnel.

1.4 Layout of Process Units:

1.4.1 Equipment in process unit can be arranged in many ways. Safety, economy, operability, and ease of maintenance should be considered in locating each item within the unit. Adequate spacing between equipment will help in minimizing the spread of fire and domino effect. Consideration should be given to access for firefighting, evacuation of operating and maintenance personnel during emergency and to avoid congestion in the unit.

1.4.2 General Considerations for the layout of Process Equipment:

- (a) Process flow sequence and operating procedures should be thoroughly understood so that equipment arrangement in the plot plan is functional. Equipments should be arranged in logistic process sequence for optimum piping runs and operational and maintenance ease. Spacing between equipments shall be adequate for undertaking maintenance jobs;
- (b) The unit pipe rack should be kept in the centre, thereby splitting the unit into two or more areas of equipment. Pumps may be arranged in two rows close to and on either side of the pipe rack. Heat Exchangers and vessels should be grouped together forming outer rows on both sides of the rack;
- (c) Heat exchangers should be located perpendicular to the pipe rack on the outer row to facilitate pulling of tube bundles with mobile crane or by other means. Shell and tube heat exchanger should have a longitudinal clearance of at least one-metre plus the length of removable bundles;
- (d) Air fin coolers should be installed above the pipe rack, technological structures or independent structure. Pumps handling hydrocarbons above the temperature of 230 °C or C4 and Lighters hydrocarbons should not be installed underneath the air fin coolers;
- (e) Vessels having large liquid hold-up should be installed at lower heights and preferably at grade. Adequate drainage should be provided around such vessels. Where process requirement dictates their installation above grade, these should be located in open area;
- (f) Towers or columns should be located along the pipe rack towards open areas for unobstructed erection as well as maintenance of internals at

grade. Tall towers requiring frequent operating attention at upper levels may be located at one place so that common connecting platform can be provided;

- (g) Thermo-siphon re-boilers should preferably be placed close to their associated towers;
- (h) Vessels, column, Reactors with internals or containing catalysts, chemicals should have a drop-out area for removing or installing the internals or for loading or unloading of catalysts and chemicals. Further, the demarked hard area for crane movement should be provided;
- (i) Heaters should be located up wind at one corner of the unit. Space should be provided for removal and cleaning of heater tubes besides approach for crane. Areas around the heaters shall be paved for guiding spills away from process equipment. Intake of Forced Draft fans shall be taken from safe location or Fan shall be located away from process equipment from where they are likely to suck hydrocarbon vapors. The heater fuel supply system is equipped with small knock out drums and valve stations which are considered integral part of heater package;

- (j) No trenches or pits (closed or open) should extend under the furnace and within 15 m distance from the furnace walls. All the underground drain connections shall be sealed closed connections over an area 15 metres from the furnace walls and no open funnel or drain shall be considered within 15m distance from the furnace walls;
- (k) The local control panel for soot blower control, Burner Management System (BMS) and flue gas analyzer only should be located on and near the process heater. The rest of controls should be taken to control room;
- (l) Gas compressors should be located downwind from heaters so that leaked gases will not drift towards the heater. Gas compressors should have roofing and open from sides to avoid accumulation of heavier vapours or gases on the floor of compressor house. Compressor house should be located near the battery limits to facilitate ease in maintenance and operation. Drop out area should be provided for maintenance. Along with side opening to clear the hazardous gases heavier than air, there should be monitors or gas detectors at the top of compressor shed to avoid accumulation of hazardous gases lighter than air;
- (m) No other tankage except day tanks or process chemicals shall be provided within battery limits of any process unit;
- (n) Process chemicals storage tanks should be provided with kerb wall of minimum 300-mm height. Hydrocarbons day tanks shall be provided with dyke in line with section **1.5.1. (a)** of this regulation;
- (o) Cold boxes should be located on grade or on separate elevated structures. Adequate space should be provided around cold boxes for ease of operation and maintenance;
- (p) Flare knock out drum for the process units should be located at battery limit of the unit;
- (q) Blow down facilities or buried drum should be located at one corner of the plant or unit farthest from furnace or any fired equipment and on the lee-ward side of the unit;
- (r) Vent from Blow down facility shall be minimum 3 m above the highest equipment falling within radius of 15 m from the vent stack;
- (s) Occupied building including operator cabin, if any, within unit premises is not recommended. In case the same is unavoidable, the building shall be located upwind side of the unit and adequately protected from blast overpressure, H₂S, heat radiation and asphyxiation hazard. The cabin should be for minimum occupancy of the shift operators of the respective facilities only;
- (t) Stairways should be provided for the main access;
- (u) Minimum headroom under pipes, cable racks should be 2.1 metres;
- (v) Equipment should be spaced to permit use of mobile equipment and power tools or servicing and maintaining equipment during turn around periods.

1.4.3 Equipment spacing within process units:

- (a) Minimum separation distances between various equipment within process units are given in Table 2. The distances recommended should be followed to the extent feasible.
- (b) Equipment spacing within the process unit may be varied if it is essential to meet the process or safety or design requirements specified by Licensors or Equipment Manufacturer or of the Engineering Consultants except the followings, namely: -

- (i.) Blow down facility (open pit type) or oil catcher shall be located at a distance not less than 30 m from fired heater or any fired equipment. If the blow down drum is located underground or oil catcher is cover with vent to safe location, the minimum separation distance shall be 15m;
 - (ii.) Fuel Oil day tank shall be located at a distance of not less than 15m from equipment except those facilities such as heat exchanger, pump connected directly with the Fuel Oil system;
- (c) Firewater hydrant or monitors shall be minimum 15 m away from the equipment that is to be protected from that Hydrant or Monitor;
- (d) Water spray deluge valve:
 - (i.) Water spray system deluge valve shall be minimum 15 m away from the target equipment handling hydrocarbon;
 - (ii.) In case of storage tanks, the location of deluge valves or fire water ROVs should be determined meeting the performance criteria in terms of system discharge time, ensuring its accessibility and the valve should be protected, such that integrity of these valves is ensured from following impacts, namely: -
 - (I) Thermal radiation heat from fire in vicinity;
 - (II) Potential for explosions affecting integrity of deluge valve;
 - (III) The location and arrangement of drainage facilities including dykes, trenches, and impounding basins; and
 - (IV) Potential for freezing and mechanical damage;
- (e) Fuel gas knock out drum shall be located at a minimum separation distance of 15 m from the heater;
- (f) The separation distances of equipment as mentioned in Table 2 shall be maintained as minimum. However, these can be increased to comply with the recommendations of the OEM or licensors.

1.5 Layout of Storage Tanks:

1.5.1 General considerations:

- (a) Dyked Enclosures:

- (i.) Petroleum storage tanks shall be located in dyked enclosures with roads all around the enclosure. Aggregate capacity of tanks located in one dyked enclosure shall not exceed following values; namely: -
 - (I) 60,000 m³ for a group of fixed roof tanks; or
 - (II) 120,000 m³ for a group of floating roof tanks;
- (ii.) Fixed cum floating roof tanks shall be treated as fixed roof tanks; but, in case these tanks are provided with windows opening on the shell and these windows will not get blocked in any case, then, these may be considered as floating roof tanks (such tanks shall not be used for ⁴[Ethanol/EBMS] storage in which water ingress is undesirable);
- (iii.) If a group of tanks contains both fixed and floating roof tanks, then, it shall be treated as a group of fixed roof tanks for the purpose of above limits;
- (iv.) Dyked enclosure shall be able to contain the complete contents of the largest tank in the dyke in case of any emergency. Enclosure capacity shall be calculated after deducting the volume of tanks (other than the largest tank) and the tank pads within the dyke upto the height of the enclosure. A minimum free board of 200 mm or 10% of dyke height whichever is higher, above the calculated liquid level shall be considered for fixing the height of the dyke;
- (v.) The height of tank enclosure dyke (including free board) shall be at least 1.0 m and shall not be more than 2.0 m above average inside grade level. The dyke wall made up of earth, concrete or solid masonry shall be designed to withstand the hydrostatic load. Earthen dyke wall shall have not less than 0.6-metre wide flat section on top for stability of the dyke wall;
- (vi.) For excluded petroleum, the capacity of the dyked enclosure should be based on spill containment and not for containment on tank rupture. The minimum height of dyke wall in case of excluded petroleum shall be 600 mm;
- (vii.) Separation distances between the nearest tanks located in separate dykes shall not be less than the diameter of the larger of the two tanks or 30 metres, whichever is more;
- (viii.) Process equipment should not be located inside the dyke. Pump stations and piping manifold should be located outside dyke areas by the side of roads;
- (ix.) Tanks located overhead shall meet safety distances and shall also have dyked enclosure of RCC construction and provided with efficient drainage system for the dyke enclosure;
- (x.) The tank height shall not exceed one and half times the diameter of the tank or 20 m whichever is less. For the installations covered under Oil Mines Regulation, the maximum height of the tank, dyke requirements shall be as per Oil Mines Regulations;

⁴ Subs. by sub-clause (c) of Cl. (A) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- (xi.) Piping from or to any tank located in a dyked enclosure should not pass through any other dyked enclosure. The minimum distance between a tank shell and the inside toe of the dyke wall shall not be less than half the height of the tank;
- (xii.) There shall be access on all four sides of each dyke area and roads should be linked to minimize the effect if one road is cut off during the fire;
- (xiii.) Leak Detection system should be provided for tank foundations;
- (xiv.) Pavement in tank farms should be provided with an impervious layer to avoid any contamination to the soil;

(b) Grouping:

- (i.) Grouping of petroleum products for storage shall be based on the product classification. Class-A or Class-B petroleum may be stored in the same-dyked enclosure. Class-C petroleum should preferably be stored in separate enclosure. However, where Class-C petroleum is stored in a common dyke along with Class-A or Class-B petroleum, all safety stipulations applicable for Class-A or Class-B respectively shall apply;
- (ii.) Excluded petroleum shall be stored in a separate dyked enclosure and shall not be stored along with Class-A, Class-B or Class-C petroleum;
- (iii.) Tanks shall be arranged in maximum two rows so that each tank is approachable from the road surrounding the enclosure. This stipulation need not be applied to tanks storing excluded petroleum class; and
- (iv.) Tanks having 50,000 m³ capacity and above shall be laid in single row.

(c) Fire walls:

- (i.) In a dyked enclosure where more than one tank is located, firewalls of minimum height 600 mm shall be provided to prevent spills from one tank endangering any other tank in the same enclosure;
- (ii.) A group of small tanks each not exceeding 9 metres in diameter and in all not exceeding 5,000 m³ in capacity shall be treated as one tank for the provision of firewall; and
- (iii.) For excluded petroleum product storage, firewall of height not less than 300 mm shall be provided by limiting the number of tanks to 10 or the capacity of group of tanks to 5,000 m³; whichever is lower.

1.5.2 Separation Distances between tanks or offsites facilities:

- (a) The following stipulations shall apply for the separation distances for above ground tanks storing petroleum; namely: -

- (i.) For larger installation, minimum separation distances shall be as specified in Table- 3 and Table-4. The Tables are applicable where total storage capacity for Class-A and Class-B petroleum products is more than 5000 m³ or the diameter of Class-A or Class-B product tank is more than 9 metres;
- (ii.) For smaller installation, minimum separation distances shall be as specified in Table-5. This Table is applicable where total storage capacity of Class-A and Class-B is less than 5000 m³ and diameter of any tank storing Class-A and Class-B petroleum product does not exceed 9 metres. Table-5 shall also be applicable for the installation storing only Class-C petroleum;
- (iii.) Excluded petroleum should be treated as Class-C petroleum for the purpose of separation distances and Table – 5 shall be applicable for their separation distances.

1.6 LPG Facilities:

- 1.6.1 The LPG storage, handling and Bottling facilities inside Refineries and Gas processing plants shall conform to the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Liquefied Petroleum Gas Storage, Handling and Bottling Facilities) Regulations, 2019, except as specified in these regulations.

Schedule-2 **[See regulation 6]**

2.0 Design of Equipment, and storage facilities:

2.1 Storage and Handling:

- 2.1.1 The Liquefied Petroleum Gas facilities inside Refineries and Gas processing plants shall be designed as per the requirements specified in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Liquefied Petroleum Gas Storage, Handling and Bottling Facilities) Regulations, 2019 unless specified otherwise in these regulations.

2.1.2 Pressure Vessels:

- (a) Applicable codes for design, fabrication, inspection and testing of Pressure vessel shall be ASME Boiler and Pressure Vessel Code or any other established national or international code;
- (b) Unless otherwise specified all Carbon Steel materials for pressure components parts shall be Killed Carbon steel;
- (c) Wherever clad is provided for corrosion allowance, clad thickness shall be provided over and above the code required minimum thickness;
- (d) Pressure vessel shall be designed for Seismic and Wind in accordance with IS1893 and IS875 or equivalent. External attachments such as platforms, ladders, piping and attached equipment should be given due consideration;
- (e) National laws and statutory provisions such as Indian Boiler Regulation and Petroleum and Explosives Safety Organization, Nagpur, India together with any local by-laws for the state shall be complied with based on their applicability;
- (f) Noise level shall be limited to 85 db (A) maximum for all noise producing equipment (such as Agitators, Mixers, Silencers, Educators or Ejector) measured at a distance of one metre from equipment outside;
- (g) Pressure vessel shall be capable of withstanding loads for hydro test or maximum weight of the service fluid whichever is higher or Pneumatic test as per applicable codes or standards;
- (h) Maximum allowable deflection at top of pressure vessel, with Height (TL to TL) / Diameter ratio greater than 5, shall be less than or equal to height of the pressure vessel divided by 200. Preferably this value should be limited to maximum of 300 mm;
- (i) Lifting devices such as pipe davits, manhole davits their hooks and other attachments on equipment shall be tested at shop by manufacturer for the safe loads considered to be handled by these devices by holding similar loads by these devices before actual application in refinery. All the load bearing weld joints shall be subjected to Nondestructive test;
- (j) The isolation valves in the vessel SRV lines shall be kept open during operation.

2.1.3 Storage Tank:

- (a) Applicable codes for design, fabrication, inspection and testing of Storage tanks shall be API-620, API-650 or any other established Indian or International code;
- (b) Tanks shall be provided with at least two numbers of level instruments with independently settable alarms. One of the said level instruments with independently settable alarms shall be used for High-High and Low – Low level alarm. Automatic isolation of tank receipt line based on High-High level sensing device shall be considered for tanks receiving at high flow rates (unloading from ships or pipeline receipt). In case both the level instruments are operating on same principle, then the instrument connected to the shutdown system shall be SIL certified.

2.2 Process Equipment:

2.2.1 Pumps:

- (a) General:

- (i.) Pumps should be suitable for unsheltered outdoor location;
 - (ii.) For centrifugal pumps operating in parallel or having auto start, the electric motor should be sized for the end of curve condition with discharge valve open;
 - (iii.) Mechanical seals should normally be specified for centrifugal pumps and rotary pumps, in services except for clean cold water;
 - (iv.) Seal flushing where necessary, should preferably be with the process fluid itself through an appropriate seal plan for all clean liquids. External seal flushing should be used only when a self- flushing plan is infeasible; and
 - (v.) Double seal shall be provided for the pumps handling hydrocarbon above or close to auto ignition temperature or hydrocarbons above their flash point or handling C4 and Lighter ends or toxic material.
 - (vi.) ⁵Pumps should be designed for continuous operation at a minimum of 28 °C higher than specified maximum operating temperature.
- (b) Pressure and Temperature:
- (i.) The casing shall be designed to withstand simultaneously MAWP (Maximum Allowable Working Pressure) at corresponding temperature and the worst-case combination of allowable nozzle loads as per applicable standard.
 - (ii.) In case of Centrifugal Pumps, radial split casings shall be used for any of the following operating conditions; namely: -
 - (I) Pumping temperature of 200 °C or higher;
 - (II) Flammable or hazardous pumped liquid with a relative density of less than 0.7 at the specified pumping temperature; and
 - (III) Flammable or hazardous pumped liquid at a rated discharge pressure above 100 bar;
 - (iii.) For applications such as pipeline products transfer, feed water pumps designed as per proven vendor standards shall also be acceptable for MAWP of higher than 100 bars.
- (c) Hydraulics:

⁵ Subs. by sub-clause (D) (i) of Cl. (A) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- (i.) ⁶[***];
 - (ii.) Pulsation dampeners should be provided in positive displacement pumps (reciprocating or controlled volume), as specified;
 - (iii.) Pressure relief valves should be provided in the discharge of positive displacement pumps, as specified; and
 - (iv.) Centrifugal pump discharge lines are to be designed for shut off.
- (d) Process Control and Protection Systems:
- (i) The lower and upper limits for critical process parameters such as suction pressure, discharge pressure, flow rate, differential pressure, suction and discharge temperatures, should be identified and necessary alarms and trips to prevent failures as applicable should be provided.; and
 - (ii) Interlock shall not be bypassed without approval of competent authority.

2.2.2 Compressors:

(a) General:

- (i.) Compressors should be suitable for sheltered outdoor location;
- (ii.) Unless otherwise specified, centrifugal gas compressors, tandem dry gas seal with intermediate labyrinths should be used for toxic or flammable gases with plant nitrogen used as buffer or separation gas;
- (iii.) In case of centrifugal compressors, casings should preferably be radially split (barrel) when the partial pressure of hydrogen (at MAWP) exceeds 13.8 bar,g (200 psig). For other services axial split casing design can be used up to maximum pressure of 40 bar,g;
- (iv.) Overall Sound level, around complete package, at one-metre distance should preferably be less than or equal to 85 dBA. Provision of noise enclosures should be considered above 85 dBA;
- (v.) Coupling guards shall be of Non-Sparking metallic and of rigid construction;
- (vi.) Where the process fluid contains contaminants like H₂S, manufacturing process shall require materials and special heat treatment in conformity with NACE MR-103 or NACE MR0175 Standard;
- (vii.) Gas compressors should have roofing and open from sides to avoid accumulation of heavier vapours or gases on the floor of compressor house. Along with side opening to clear the hazardous gases heavier than air, there should be sensors or gas detectors at the top of compressor shed to avoid accumulation of hazardous gases lighter than air;
- (viii.) Suction piping shall be so routed so as to prevent ingress of undesired fluids during startup to the compressors, through a combination of suitable slip away from compressors and provision of bleed valves, or heat tracing, as the case may be;

⁶ Omitted by sub-clause (D) (i) of Cl. (A) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- (ix.) Different type of process compressors should be housed under common compressor house with common facilities of maintenance such as overhead crane and drop down area. The electrical hazardous area classification of the stringent fluid handled among them shall be adopted to entire shed;
 - (x.) Due consideration should be provided to operating platform levels based on the type of compressor driver and casing nozzle orientation; and
 - (xi.) Overhead cranes shall be sized to handle the largest single heaviest component, primarily the rotor of motor drive, or the top half of steam turbine drive.
- (b) Temperature:
- (i.) The basic compressor design, materials, seals and sealing arrangements shall be suitable for the lowest and highest operating temperatures in the system;
 - (ii.) In case of reciprocating compressor in utility air services, the predicted discharge temperature should not exceed 170 °C;
 - (iii.) The maximum predicted discharge temperature shall not exceed 135°C for hydrogen service and 150°C for other services for all specified operating and load conditions;
 - (iv.) For reciprocating gas compressors, piston speed shall be 4.5 m/s for the lubricated compressors and below 4 m/s for non-lubricated compressors. Wherever higher speeds are offered, references with successful applications shall be made available.; and
 - (v.) In case of reciprocating compressors, cylinder coolant inlet temperature should be higher by 6 °C than suction temperature.
- (c) Auxiliary Assemblies:
- (i.) Pulsation suppressor connections shall be flanged in positive displacement compressors; and
 - (ii.) Vents and drains shall be routed to safe location, and double block valves shall be provided for compressors in Hydrocarbon service where it is not connected to flare.
- (d) Process Control and Protection System:

- (i.) The safety of equipment from abnormal process conditions shall be ensured by incorporating system that provides adequate protection to the equipment and the following considerations shall be given, namely: -
 - (I) In order to prevent failures due to surge or minimum flow conditions in centrifugal or axial compressors, systems shall be equipped either with surge control systems, discharge vent or with minimum opening inlet valves in case of closed loop operations as applicable;
 - (II) For Compressors, Steam or Gas turbine, Standalone control system shall be provided for Process Control and Protection System;
 - (III) The lower and upper limits for critical process parameters such as suction and discharge pressures and suction and discharge temperatures shall be identified and necessary alarms and trips to detect failures, as applicable, shall be provided;
 - (IV) For rotary and centrifugal compressors, systems shall have necessary provisions such as NRVs to prevent the reverse rotation of the equipment. NRVs should be suitably located to prevent reverse rotation in case of abrupt stoppage or tripping of the machine; and
 - (V) Suitable redundancy for pressure and temp alarms or trips should be incorporated.

2.2.3 Heat exchangers:

- (i.) Heat exchangers shall be designed as per ASME Code, TEMA-R class or any other relevant standard applicable;
- (ii.) Adequate static head shall be ensured for Reboilers, considering number of bends in inlet and outlet lines;
- (iii.) Pockets should be avoided in two-phase outlet lines from Thermosyphon Reboilers;
- (iv.) Vibration analysis should be carried out for two-phase and high pressure heat exchangers;
- (v.) Adequate Level instruments shall be provided on kettle type exchangers; and
- (vi.) If parallel exchangers are required for some service, requirement of symmetrical distribution should be considered.

2.2.4 Relief System:

- (a) Pressure Relieving or Safety Relief Devices:
There are basically following type of safety devices used for relieving pressure in a system, namely: -
 - (i.) Reclosing type Safety or Pressure Relief valves:
 - (I) Conventional spring-loaded Pressure Relief Valves;
 - (II) Balanced Pressure relief valves; and
 - (III) Pilot-operated relief valves

- (ii.) Non-Reclosing type Safety or Pressure Relief Valves:
 - (I) Rupture disk Device; and
 - (II) Pin-actuated device
- (iii.) Emergency depressurization Valves;
- (iv.) Set Pressure of Relief Valves:
 - (I) Conventional and Balanced Relief valves shall be set at minimum 110 % of the normal operating pressure to allow a reasonable margin so that the valves do not open frequently with minor process upsets. The difference between the set pressure and the normal operating pressure should not be less than 2 Kg/cm²g. This aspect shall be considered for selecting the design pressure of the equipment. The set pressure of other types of Relief Valves shall be fixed based on criteria given below in paragraph 2.2.4(a)(iv) (II) and (III).
 - (II) Pilot Operated Valves shall be used, -
 - (i.) where the margin between set pressure and maximum operating pressure is less than 10% of the maximum operating pressure;
 - (ii.) when the built-up backpressure is expected to exceed 50% of the set pressure; and
 - (iii.) pilot operated valves shall not be used above relieving temp of 260 °C. Wherever required, it should be selected in conjunction of relieving temperature and coincidental pressure for a given metallurgy and soft part;
 - (III) Minimum 10% operating gap and maximum 50 % back pressure (between set pressure and maximum operating pressure) shall be ensured for relief systems having relieving temp of 260 °C or more.
- (v) Rupture Disc:

When rupture disc is used, the bursting pressure of the rupture disc and safety valve set pressure shall be kept at same nominal value. A pressure gauge or bleeder between rupture disc and relief valve helps to indicate the health of the rupture disc.
- (vi.) Emergency Depressurizing Valves:

For sizing of Emergency Depressurizing Valves, generally involves reducing the equipment pressure from initial conditions to a level equivalent to 50% of vessel design pressure within approximately 15 minutes. This criterion is based on the vessel wall temperature versus stress to rupture and applied generally to vessels with wall thickness of approximately 1 inch or more.
- (b) Installation of Safety Devices:

- (i.) Inlet and outlet of a safety valve connecting pipe shall not be less than the nominal sizes of inlet or outlet flanges respectively of the safety valve;
 - (ii.) The discharge side including the header shall be sized so as to contain total back pressure within permissible limits depending upon the type of safety valve;
 - (iii.) Inlet and outlet (if pressure relieving device is discharging to a closed system) piping shall be free draining away from the safety valve;
 - (iv.) The discharge line shall join the flare header from top and preferably at an angle of 45°;
 - (v.) In vessels where there are chances of liquid carryover along with vapour in the form of froth, mist, the inlet line to safety valve and the outlet line from safety valve to the unit knock-out or Blowdown drum shall be sized based on two-phase flow;
 - (vi.) Isolation valves on the inlet and outlet of each safety valve shall be installed with some provision for keeping the isolation valves in open position with appropriate locking device; and
 - (vii.) When gate valves are used, they shall be installed with stems oriented horizontally or, if this is not feasible, the stem shall be oriented downward, from the horizontal to avoid the gate from falling off and blocking the flow.
- (c) Release from Safety Devices:
- (i.) No hydrocarbon release from any vessel or equipment operating above atmospheric pressure and other toxic gas releases shall be discharged to atmosphere directly. However, in certain situations where hydrocarbons are stored and handled and no flare or other closed disposal systems are available or feasible, the relieved vapours can be discharged to atmosphere. In such case following key points shall be considered while routing PSV discharge to atmosphere; namely:-

- (I) The individual relief valve vent shall discharge to atmosphere in upward direction, so sized that minimum exit velocity of 150 metres per second would be obtained. The maximum velocity shall not exceed 0.5 mach;
- (II) If feasible, snuffing steam or Nitrogen should be connected to the vents. Under these conditions, the air entrainment rate is very high and the released gases will, then, be diluted to below their lower flammable limit;
- (III) A single common vent shall not be used for several relief valves because this results in a discharge velocity much less than the designed discharge velocity when only one safety valve is operating;
- (IV) The vent of relief valve shall discharge at a minimum elevation of 3 metres above grade or the tallest structure wherever presence of human is necessary for operational requirement within a radius of 15 metres, whichever is higher;
- (V) Individual vents shall have a drain hole of 1/2" at the low point in the vent line. The drain connection shall be piped to a safe location for hydrocarbon and steam;
- (VI) If the relieved vapours produce excessive noise at the nearest operating structure, the vent line shall be provided with acoustic insulation. Silencers shall not be used as they are likely to block the outlet due to fouling.

(d) Main Flare Header:

- (i.) The flare header shall not have any pocket and shall be free draining towards the nearest knock out drum. A slope of 1 in 500 is recommended. No check valves shall be permitted in the flare header system;
- (ii.) If the liquids to be handled include oil with a relatively high pour point, provision shall be made to avoid solidification in the system. The introduction of high viscosity oils shall require protection against low ambient temperatures, particularly on instrument leads. Use of heat tracing is recommended under such situations. H₂S is corrosive and if handled together with the main flare header, it will lead to corrosion of the header. It shall have a separate flare header of material suitable to handle acid gases; and
- (iii.) Purged out gases from electrical Motors or enclosures with electrical excitation shall not be hooked up with flare header.

(e) Main Flare Knock-out Drum:

Horizontal and vertical drums are both acceptable. The drums shall be sized to separate out liquid droplets of 300-600 microns size. The knock-out drums should be sized to provide liquid hold up of 20- 30 minutes, which shall be recycled with the provision of pumps, and these pumps shall have provision of emergency drive (steam turbine or alternate source of power) with auto-start or stop facility.

- (f) Seal drum:
 - (i.) The seal drum shall have a cross sectional area at least equal to 4 times the inlet pipe cross sectional area and shall be designed for minimum pressure of 3.5 Kg/cm²g. The inlet pipe shall drop vertically down for at least 0.3 metres below the water level to avoid ingress of air in to the system due to vacuum created when hot vapours cool off;
 - (ii.) Maximum allowable back pressure in the header will decide the maximum submergence of inlet pipe under the seal. A minimum seal of 100 mm is recommended. As a standard design practice, maximum seal height shall not exceed 300 mm; and
 - (iii.) Water shall be continuously added to the seal drum and the overflow shall be automatic through a liquid seal leg. As a minimum, the leg height shall be equal to 1.75 times the maximum expected operating pressure (not design pressure). The vertical down flow section of the water outlet line from the drum is sized for maximum velocity of 0.12 m/s to allow entrained gases to disengage. The seal loop shall be sized for the normal water flow of 6.0 m³/hr. All lines connecting knock-out drums, seal drums and the flare stack shall be free of pockets. The seal leg shall be provided with a 1½” siphon breaker. Provision shall be made to skim off any oil that get accumulated in water seal drum.

2.2.5 Steam Turbine:

- (a) Lubrication Systems:

Rundown tanks should be provided for the safe coast-down of the steam turbines with high coast down periods. Emergency power shall be provided in absence of run-down tanks.
- (b) Steam Purity:

The steam purity shall meet the process requirement and design parameters.
- (c) Process Control and Protection Systems:
 - (i.) A manual trip device or button shall be provided near the turbine.
 - (ii.) On extraction turbines, the extraction lines shall be provided with a non-return valve (combined check or trip valve).

2.2.6 Gas Turbine:

- (a) Inlet and Exhaust Conditions:

- (i.) Gas turbine shall be provided with suitable air filtration system based on the condition of the ambient air; and
 - (ii.) Flue gas exhaust system ducting ⁷[should] be provided with suitable silencer.
⁸[The noise level shall meet the applicable standard or statutory requirement].
- (b) Fuel Systems:
- (i.) Facilities with dual fuel firing capability shall have provision for continuously purging the liquid fuel lines when the turbine is running on gaseous fuel;
 - (ii.) Both the fuel systems Liquid Fuel or Fuel Gas shall have separate provision of fuel shutoff valves in the circuit. This shutoff valve shall completely stop the fuel supply to the turbine in case of any shutdown or trip condition. Valve shall only be opened when all firing permissive are met; and
 - (iii.) Total sulphur content in the fuel oil shall be considered for designing the metallurgy of downstream HRSG's and Auxiliary boiler coil, stack and like other devices.
- (c) Lubrication Systems:
- Lubricating oil pumps with separate emergency source of power supply shall be made available for safe cool down of the gas turbines.
- (d) Noise and Environment Control:
- (i.) Suitable acoustic enclosures shall be provided to meet the applicable statutory requirements with respect to noise and ambient temperature;
 - (ii.) Enclosures shall have provisions to open the access doors from inside also;
 - (iii.) Access doors shall be designed so as to prevent accidental closure;
 - (iv.) Exhaust systems shall be provided in the enclosure to vent out oil or fuel vapours; and
 - (v.) Exhaust from the gas turbine shall meet the applicable statutory emission norms for environment.
- (e) Process Control and Protection Systems:

⁷ Subs. by sub-clause (D) (ii) of Cl. (A) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

⁸ Subs. By sub-clause (D) (ii) of Cl. (A) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- (i.) Separate pick-ups for speed control and over speed trip shall be provided. Triple redundancy for speed control and redundancy for over speed should be considered;
 - (ii.) Over speed system separate from the turbine control system shall be provided. This over speed protection system shall be mechanical, hydraulic, electronic or combined; and
 - (iii.) A manual trip device or button shall be provided near the turbine.
- (f) Forced draft fans shall be provided with suction screen to protect the fan from any external object. The screen material shall be corrosion resistant material as required by the environmental condition in the following manner, namely: -
- (i.) Casing of Fans and Blowers shall be suitably insulated or lined for hot fluid service; and
 - (ii.) Fans and Blowers handling hot gases shall be provided with a deflector plate between shaft seal and bearing housing to prevent impingement of hot gases on bearing housing. FD fan suction point location to be from safe area.

2.2.7 Agitators and Mixers:

- (a) Shaft seals installed in Hydrocarbon service and for low lubricity liquids and gaseous applications, double mechanical seal with pressurized external fluid shall be provided; and
- (b) The equipment and sealing systems shall be designed for the minimum and maximum specified pressures, temperatures, and other parameters, such as liquid level, specific gravity and viscosity.

2.3 Fired Heater Systems:

- 2.3.1 A fired heater system shall be accompanied by and conforming to general arrangement drawings, datasheets, P&IDs for the heater and associated auxiliary equipment such as burners, air preheater, fans provided by the designer or respective OEMs, and a heater startup and operation manual.
- 2.3.2 Heater tubes shall be suitable for the process fluid in the coil and the design tube metal temperatures. Tube thickness shall be as per the relevant pressure design code (For hydrocarbon coil within the firebox as per API530, for hydrocarbon manifold located outside the firebox as per ASME B31.3, for steam generation coil within the firebox as per ASME Section 1 and IBR, for steam generation manifold outside the firebox as per ASME B31.1 and IBR). Only seamless tubes or fittings are permitted. All joints shall be 100% radiographed. No branching in the heater coil is allowed as long as the coil is within the firebox.
- 2.3.3 Welds in the heater coil should be minimized. Threaded connections are not permitted. Adequate provisions shall be provided for coil expansion and tube supports expansion.
- 2.3.4 The coil assembly or supporting should be suitable for the loads or movements of the external piping.
- 2.3.5 Adequate number of sight doors should be provided in the heater radiant section to ensure sufficient visibility of the coil and tube supports and detect abnormal conditions.
- 2.3.6 Heater structure shall comply with the relevant structure design related codes such as IS800 or IS1893. Steel Stack for the heater shall comply with the relevant stack design code IS6533.

- 2.3.7 Foundations, base plates and anchor bolts shall comply with the relevant IS codes.
- 2.3.8 Heater system shall be provided with a suitable instrumentation and control system for the safe and intended working. Suitable safety interlocks leading to alarms and trips shall be provided to ensure that the heater does not get pressurized, there is controlled combustion, no unburnt fuel or explosive mixture is formed, coil does not operate under choked or throttled flow condition, the coil temperature or pressures remain within the design limits, and fuel shutoff and heater stoppage takes place as soon as such abnormal condition is detected.
- 2.3.9 A field shutdown button shall be provided for emergency which shall cutoff the fuel, and open the stack damper.
- 2.3.10 Suitable analyzers shall be installed in the heater body and the stack and adequate monitoring system to ensure optimum combustion and that the flue gas effluents are within the permitted parameters as per the pollution control and environment authority guidelines.
- 2.3.11 Fired heaters should be provided with explosion doors, with the discharge directed to a safe area.
- 2.3.12 Refractory lining shall be provided to protect the casing or steelwork from excessive temperature and to prevent heat loss. The refractory lining shall be suitable for the type of fuel firing. The maximum continuous use temperature of the lining shall be greater than the calculated design temperature. The refractory lining system shall be provided with suitable anchoring arrangement for each layer to prevent dislodging.
- 2.3.13 Adequate platform and access should be provided to all the operating and maintenance points of the heater system, and for exit in case of emergency.
- 2.3.14 Burners shall be provided with pilots that shall always be kept switched on when the heater is in operation. Alternatively, this can be taken care by a reliable Burner Management System.
- 2.3.15 Stack height should be sufficient to generate adequate draft, conforming to the Environment assessment study report and related regulatory clearances and sufficiently higher from other operating platforms in a 50 metre radius.
- 2.3.16 Vibrational Analysis should be carried out for coil inside the firebox as per ASME or other accepted standard guideline.

2.4 Boiler system:

- 2.4.1 A Boiler system shall be conforming to datasheets or design basis or P &IDs and statutory requirements along with associated auxiliary and accessories such as burners, air preheater, fans, dosing system, blow down system, boiler feed water system, SWAS.
- 2.4.2 Boiler shall be designed, manufactured, supplied, installed, inspected, commissioned, certified and operated as per Indian Boiler Regulation (IBR).
- 2.4.3 Boiler structure shall comply with the relevant structure design related codes such as IS800 or IS1893.
- 2.4.4 Steel Stack for the boiler shall comply with the relevant stack design code IS6533.
- 2.4.5 Foundations, base plates and anchor bolts shall comply with the relevant IS codes.
- 2.4.6 Tube shall be used for all heat transfer area in boiler system.
- 2.4.7 Drum and headers should be away from regular flue gas path.
- 2.4.8 Welds in the coils or tube involved in boiler pressure parts shall be minimized. System shall be adequately configured and arranged for thermal expansion and tube supports expansion.
- 2.4.9 Coils or pressure parts assembly with headers or sub assembly with headers or components shall have provision for complete draining.
- 2.4.10 Pocket shall be avoided in flue gas path.

- 2.4.11 Manhole in steam drum shall be located on dished end. Two numbers internally opening type manholes shall be provided.
- 2.4.12 Chemical dosing and blow down connections shall be opposite side of drum to avoid any short circuit.
- 2.4.13 Instrument connections on dished end manhole shall be avoided.
- 2.4.14 Access door between tube bundle or coil harps shall be provided for maintenance and inspection.
- 2.4.15 Fins or external heat transfer surface shall not be used in heat transfer coil of boiler system where dust sand sulphur services involved.
- 2.4.16 Adequate draining at low point and venting at high points shall be provided.
- 2.4.17 Adequate number of sight doors shall be provided at strategic locations in the boiler to ensure sufficient visibility of the flame, tube bundles and tube supports and detect abnormal conditions.
- 2.4.18 All opening and inspection doors used during operation in the boiler system shall have sealing arrangement.
- 2.4.19 Boiler system must be provided a suitable instrumentation and control system for the safe and intended working. Suitable safety interlocks leading to alarms and trips shall be provided to ensure that the boiler remains within safe operating condition.
- 2.4.20 Suitable analyzers shall be installed in the boiler body and the stack and adequate monitoring system to ensure optimum combustion and that the flue gas effluents are within the permitted parameters as per the pollution control and environment authority guidelines.
- 2.4.21 Adequate platform and access shall be provided to all the operating and maintenance points of the Boiler system.
- 2.4.22 Adequate platform width shall be provided where approach, maintenance and operational movement necessary.
- 2.4.23 Stack height should be sufficient to generate adequate draft, conforming to the Environment assessment study report and related regulatory clearances and sufficiently higher from other operating platforms in vicinity.

2.5 Instrumentation:

- 2.5.1 All instruments shall be weather-proof up to IP 65 as per IS or IEC 60529 as a minimum.
- 2.5.2 All Electronic Instruments, Junction Boxes, Panels and Analyser Houses used in hazardous areas shall conform to ⁹[IS-16724/IEC-60079-14] as per hazardous area classification.
- 2.5.3 All Control and On-Off Valves shall have valid certificate for compliance to fugitive emission requirements as per ISO-15848-1 and ISO-15848-2 or any equivalent standard.
- 2.5.4 All line mounted instruments in IBR lines shall also be IBR certified.
- 2.5.5 All Emission Analysers or Continuous emission monitoring systems (CEMS) shall be connected to CPCB as per CPCB guidelines.

Schedule-3 (See regulation 6)

⁹ Subs. By sub-clause (D) (iii) of Cl. (A) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

3.0 Asset Integrity Management System (AIMS)

3.1 Asset integrity management is an important element of organizations process safety management system to ensures the integrity and safe operation of process equipment through inspection, testing, preventive maintenance and quality assurance.

3.2 Introduction:

- 3.2.1 AIM programs vary according to geography and plant culture in addition to industry, regulatory requirements. However, entity shall include following minimum characteristics in AIM programs and the entity asset Integrity program should ensure that assets are designed, procured, fabricated, installed, operated, inspected, tested and maintained in a manner appropriate for its intended application and the entity Asset Integrity program should, -
- (a) clearly designate assets to be included in the program based on defined criteria;
 - (b) encourage plant staff perform planned maintenance and reduce the need for unplanned maintenance;
 - (c) support plant staff recognized when equipment deficiencies occur and include controls to help to ensure that equipment deficiencies do not lead to serious incidents;
 - (d) follow guidelines, design engineering practices, applicable codes, standards and specifications;
 - (e) help to ensure that personnel assigned to perform AIM activities are competent and have access to appropriate procedures for these activities; and
 - (f) maintain service documentation and other records to enable consistent performance of AIM activities and to provide accurate asset information to other users, including other process safety and risk management elements.

3.3 Management Responsibility:

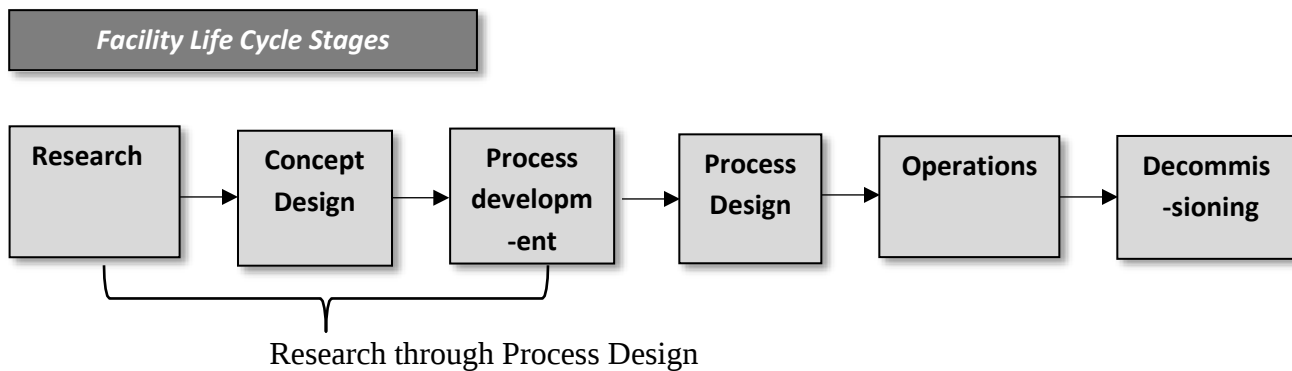
3.3.1 AIM shall be best directed and controlled at the corporate level to ensure consistent implementation and to help establish a positive process safety culture, whereas execution should be the operating facility's responsibility. A good practice is to establish an AIM corporate centre of excellence. Corporate AIM centre should establish corporate AIM standards or practices and drive efforts to continuously improve the safety and reliability of facility assets. Corporate AIM program should include roles and responsibility matrix.

3.4 AIM life cycle:

- 3.4.1 Although the primary activities associated with managing asset integrity are during a facility's operating phase, decisions affecting AIM should start at the earliest design stages and AIM should not end until the final decommissioning of facility assets. The activities related to AIM should be commensurate with different stages of facility's life cycle. Entity Asset lifecycle management should, -
- (a) define the requirements to be achieved by the assets;
 - (b) design and build integrity into new and modified assets;
 - (c) maintain the integrity of the assets throughout the facility lifetime; and

- (d) detect and correct deficiencies and failures that occur during operation.

3.4.2 Asset Integrity Management life cycle stages should include, -



3.4.3 Research through Process Development

- (a) Although managing asset integrity is centered on the operating phase of a facility's life cycle, decisions should be made at the earliest life cycle stages that should have a profound effect on an AIM program. Opportunities are best taken at the research; development and design stages to choose options that will make the need less demanding for ongoing containment and control of hazardous materials and energies. As the developmental phases progress, AIM philosophies and then technical specifications that address integrity (such as materials of construction and code selection,) should be established before detailed engineering can progress-
- (i.) Inherently Safer Design. Inherent safety reviews should be performed early in a facility's life cycle as well as at later stages. The primary decisions related to inherent safety at these early stages are associated with selection of process materials and chemistry; and
 - (ii.) Establishment of AIM Program Requirements. The best time to define requirements to be achieved by the new or updated facility's assets is before the start of the process design. Activities at this point include developing the organization's AIM philosophies and top-level program documentation, followed by technical specifications such as selection of applicable codes and standards and materials of construction. AIM program requirements should be established before the start of the detailed engineering.

3.4.4 Process Design:

- (a)
 - (i) Inherent safety reviews and consideration of inherent safety principles should continue during process design. The primary decisions related to inherent safety during process design are associated with reducing hazardous material inventories, simplifying the process equipment and designing to operate closer to ambient conditions. The equipment identified as safety critical equipment shall be able to perform its critical function in an initial fire or explosion;
 - (ii) *Reliability in Design*. - The process design can have a profound effect on the reliability of facility assets. The design stage is the primary opportunity a facility has to “build in” reliability to assets. After startup, during the operating phase, AIM shall be focused on preserving this fundamental designed-in reliability. Building reliability into facility assets at the design stage can have additional benefits besides improved reliability once the facility is in operation;
 - (iii) *Process Safety in Design*. - Many of these design elements related to process safety shall be identified and managed within the AIM program as safety-critical equipment. They shall not only be relied upon to prevent or mitigate a major incident, but also to survive an initial fire or explosion and still perform its critical function;
 - (iv) *Design Documentation*. - Entities shall develop and maintain accurate and complete design documentation. This knowledge base should be used for performing process hazard analyses, for developing standard operating and maintenance procedures, for upgrading facilities and managing change, and for supporting ongoing AIM activities such as generating baseline test data, performing preventive maintenance, and correcting deficiencies and failures.
- (b) Procurement and Construction:
 - (i.) During the engineering, procurement and construction life cycle stages AIM should. -
 - (I) ensure the process and its associated assets are properly designed to ensure a safe and reliable operating facility; and
 - (II) construct facility in a manner that is consistent with the design specifications for managing asset integrity during start up, operating and shut down.
 - (ii.) Entity shall ensure that, final as built plant, including instrumentation, controls and supporting facilities, fully meets appropriate design specifications and has the asset information documented in such a way as it can be effectively used for ongoing AIM. Entity shall maintain the design and construction documentation provided by the manufacturer. The Documentation should cover. -

- (I) manufacturer's recommendations for periodic inspection, testing or maintenance of equipment supplied by them; and
 - (II) all deviations from codes, standards and specifications related to design, construction, inspection and testing with proper justification.
- (c) Commissioning:
 - (i.) The commissioning stage of a facility's life cycle involves the final preparation activities involving newly constructed or modified assets in making the transition to an operating facility. Commissioning involves not only the physical assets (including auxiliary equipment and functions) but also the operating and maintenance personnel and the facility documentation and written procedures.
 - (ii.) Commissioning is a planned, deliberate sequence of steps that may have certain "hold points" to ensure everything is prepared, documented, consistent with the intended design, and working properly (such as the functionality of instrumented protective systems) before proceeding in practice, the commissioning process comprises the integrated application of a set of engineering techniques and procedures to check, inspect and test every operational components of the project. Entity shall develop checklists for Pre start up Safety Review (PSSR) to ensure all planned commissioning steps relevant to assets or group of assets are completed.
 - (iii.) *Operational Readiness Review*: One of the final opportunities to identify integrity issues before introducing hazardous materials into a process is during an operational readiness review, also known as a pre-startup safety review (PSSR).
- (d) Selecting and Applying established guidelines, design engineering practices at each stage:

All repairs and changes shall preserve the integrity of the equipment and should comply with the original equipment specification. Changes, which do not preserve the original specification, shall be approved under MOC procedures.

- (e) Asset Performance Management:
 - (i.) Entity must develop program for Asset Performance management. The program should consist of four stages which defines the complete life cycle of assets in manufacturing. The four stages should include the develop stage, manage stage, execute stage and evaluate stage, of an asset. Implementation of these stages forms a continuous improvement loop, which consequently ensures that optimal strategies are always in place.
 - (ii.) Develop stage: In this stage, the asset strategies are defined with an emphasis on risk mitigation. Focusses on how asset fail, the risk and impact of the failures and what is to be done on the asset to mitigate these failures. The typical methodologies are based on industry standards that includes Reliability centred Maintenance (RCM), Failure Modes and Effects Analysis (FMEA), Risk Based Inspection (RBI), Safety Instrumented System Life Cycle Management (SLCM), IOT, AI, ML and Strategy Analysis.

- (iii.) Manage Stage: The output of the develop stage are utilized in this stage to develop best practices to be applied on large population of asset class as well as management of updates and revisions to best practices overtime. The Manage Stage also includes key functions to implement the asset strategy within one or many strategy execution systems such as Condition Monitoring (CM), Condition Assessment, Process Historians and Engineering systems (for re- design recommendations).
- (iv.) Execute stage: In this stage, the implementation strategies are built for business benefit of an asset. The strategies should include time as well as condition based activities to be performed on the asset. This stage should also capture the documentation of the activities resulting into event recording for future references.
- (v.) Evaluate stage: Entity should put in place the process for evaluation of asset performance and strategies overtime. The evaluation outcomes should act as feedback and recommendations for develop and manage stages so that optimal strategies are in place through continuous improvement.

3.4.5 Maintenance:

- (a) Managing asset integrity during the operational phase of a facility's life cycle shall include following aspects; namely: -
 - (i.) Mechanical integrity program should assure continued integrity of process equipment. The appropriate working procedures, methods and techniques should be used, which are considered most fit for the purpose and in line with the codes and practices. Elements of mechanical integrity program should include-
 - (I) identification and categorization of equipment and instrumentation, inspection and tests, training of inspection personnel, testing and inspection frequencies, development of maintenance procedures, the establishment of criteria for acceptance of test results, documentation of test and maintenance results, and documentation of manufacturer recommendations;
 - (II) the information pertaining to process equipment design which should be documented so as to identify the codes and standards relied on for establishing good engineering practices;
 - (III) Documented system to confirm that equipment complies with recognized and generally accepted good engineering practices; and
 - (IV) equipment designed and constructed in accordance with codes, standards or practices that are no longer in general use, it should be determined and documented that the equipment is designed, maintained, inspected, tested and operating in a safe manner.
- (b) Maintenance Procedures:

- (i.) The maintenance programs and schedules should be reviewed and analyzed to see if there are areas where break down maintenance is used rather than an on-going mechanical integrity program consisting predominantly of preventive and predictive maintenance.
 - (ii.) The maintenance procedure should address to the safety aspects with regard to organization of maintenance (system of work permit and non- routine work), determining whether execution should be on line or off- line, regulations to be followed, harmonizing with operation, incident reporting system, maintenance analysis, do it oneself or contract out.
 - (iii.) Use of personal protective equipment should be laid down for specific maintenance activities.
 - (iv.) The task, role and responsibilities should be defined.
 - (v.) Records of trend analysis of machine and equipment should be taken into consideration.
 - (vi.) All maintenance procedures should be duly authorized.
- (c) **Inspection and Test Results:**

- (i.) Each inspection and test performed on the process equipment shall be documented.
- (ii.) The list of process equipment, components, instruments should be made for inclusion in the mechanical integrity or maintenance program.
- (iii.) The documentation should identify the date of inspection or test, the name of the person who performed the inspection and test, the serial number or other identifier of the equipment on which the inspection and test was performed, a description of the inspection or test performed and the results of the inspection or test.
- (iv.) Each facility shall have written inspection and testing programme in place. Inspection shall include during installation, pre-commissioning, commissioning as well as during regular operation of the Refineries and Gas Processing Plants.
- (v.) The pre-commissioning inspection of equipment and piping systems shall include the scrutiny of all the related records to ensure that all examinations and tests during fabrication and erection have been carried out as per relevant codes or company practices.
- (vi.) Inspection shall cover the integrity of static and rotary equipment including vessels, columns, heaters, heat exchangers, boilers, storage tanks, relief valves, piping, pumps, compressors, turbines, drives. through regular in-service external and out of service comprehensive inspection.
- (vii.) External in-service inspection shall include visual inspection including instrument aided non- destructive testing such as ultrasonic, radiographic and thermographic.
- (viii.) Out of service inspection shall be carried out to assess the integrity of the equipment, condition of internals and to determine the degradation rate through thickness measurement to estimate the remaining life.
- (ix.) The inspection strategy or program shall be designed based on the likelihood and consequence of damages because of the prevailing or expected internal service or environment conditions. Inspection shall include preparation and implementation of schedules to meet requisite standards, OEM, process licensor and quality requirements. Inspection frequency shall be decided based on corrosion rate calculations and compliance of statutory requirements. The Operator should develop, implement and maintain a risk-based inspection (RBI) program for pressure-containing equipment to emphasize safe and reliable operation through risk-prioritized inspection.
- (x.) Inspection shall cover the integrity of rotating equipment through regular monitoring and preventive maintenance. Periodic Overhauling shall be done as specified by OEM.
- (xi.) The authorised persons performing the inspection shall be qualified and experienced. The requisite criteria for deciding the qualification and experience shall be decided by entity.

- (xii.) All instruments and accessories, system-oriented items such as package PLC (as applicable), Analyzers, Machine monitoring system, Local Control Panels, special instrument items shall undergo factory testing and inspection as per Inspection test plans, standard specifications, job specifications. Factory Acceptance Testing of critical items shall be witnessed by OWNER or Owners' Authorised Representatives at their discretion.
- (xiii.) All instrument calibration to be verified before installation.
- (xiv.) Loop Test and Logic Functional test shall be performed before commissioning.
- (xv.) Calibration verification or logic functional test shall be done during shut down and turnaround before restart.
- (xvi.) Inspection shall include identification of likely locations of material deterioration and adoption of suitable inspection technique to identify the degradation mechanism.
- (xvii.) Inspection shall include evaluation of current physical condition of the equipment and piping for fitness for continued service.
- (xviii.) The thickness reduction, damages and like other damages or reductions shall be ascertained to determine fitness for continued service in line with the design codes or standards. In case equipment and pipe components fail to qualify the minimum requirements, the same shall be replaced or repaired in line with the design code alternatively advanced fitness for service assessment maybe carried out for acceptance.
- (xix.) All repairs and alteration work shall be authorised and approved.
- (xx.) Micro structure examination and remaining life assessment (RLA) of equipment operating in creep range shall be carried out as they are subjected to metallurgical degradation due to high temperature exposure.
- (xxi.) Performance of stage wise inspection and documentation of inspection records and equipment history shall be done.
- (xxii.) Inspection program should evaluate the effectiveness of corrosion control systems, where applicable.
- (xxiii.) Inspection shall cover that all new equipment and piping systems are installed in accordance with design, and any deviations documented and approved.

- (xxiv.) All documents such as built drawings, manufacturers inspection and testing certificates of the respective vendors shall be properly retained and followed.
- (xxv.) Inspection program shall include the review of quality assurance plan and acceptance criteria in line with the approved technical specification requirements.
- (xxvi.) Inspection shall cover the electrical systems, check its integrity, earthing resistance, bonding, cable joint integrity, reliability of cathodic protection systems and like other systems.
- (xxvii.) Inspection shall cover the verification of various safety interlocks, Emergency Shutdown (ESD) provided in the design.
- (xxviii.) Inspection shall cover that all ESD devices move to their safe condition on loss of system output, hydraulic power or instrument air. All Emergency Shutdown Valves (ESDVs) and actuators shall remain functional following an explosion or under fire conditions for a sufficient time period to perform their intended function as per design.
- (xxix.) The integrity and efficacy of gas detection, fire protection and fighting system and connected equipment shall be covered in the inspection.
- (xxx.) Inspection shall cover the emergency communication system for its effectiveness during emergency situations.
- (xxxi.) Inspection of structures such as RCC technological structures, Buildings and Steel structures shall be carried out at predefined intervals to assess general conditions of the structure, identification of distresses and subsequent preventive repairs measures or rehabilitation to ensure integrity, stability and durability of the structure. Inspection methodologies should include visual Inspection, NDT's such as Rebound Hammer Test for assessing strength of concrete, USPV for assessing integrity of concrete, Carbonation test to assess depth of carbonation in the concrete, Cover meter test to assess thickness of cover concrete, Half Cell potentiometer test to identify probability of active corrosion of reinforcement steel, concrete core test for assessing in-situ concrete strength, laboratories test such as PH value, sulphate content, chloride content and RCPT test to assess permeability of concrete and also for structural steel members ultrasonic thickness test and vibration test to measure vibration in the structure to ensure structural integrity should be carried out.

(d) Criteria for Accepting Equipment after Maintenance:

- (i.) Equipment that has been out of service for maintenance should be taken over after due testing and documentation.
- (ii.) Criteria for acceptance of test results should be well defined taking into consideration established guidelines, design engineering practices, manufacturer's recommendation, anticipated life and operating conditions.
- (iii.) Any deviation accepted should be approved by competent person.
- (iv.) Equipment deficiencies which are outside acceptable limits shall be corrected before further use or corrected in safe and timely manner with alternate measures to assure safe operation.
- (v.) Proper records for handing or taking over of equipment to be maintained.

¹⁰[

- (e) Third party inspections, procurement, and subsequent maintenance of critical equipment:
 - i. PO item shall be dispatched based on satisfactory review of inspection documents (as per PO terms & conditions/QAP) and certificate issued by the nominated TPIA and the dispatch clearance issued by PMC/Client.
 - ii. Suitable mechanisms should be adopted for confirmation & verifications of inspection certificates directly from TPI. The bid document must include provision for direct submission of copy of witness test certificates from TPI to entity. TPI to submit the inspection release note (IRN) and stage-wise inspection progress directly to the entity with copy to equipment manufacturer. TPI shall be engaged by PMC/Client and the same shall be incorporated in the PR/MR/RFQ stage.
 - iii. In the Critical Equipment' supply purchase order, the third-party inspection is to be included. In the bid document, the entity must include the list of empaneled TPIs who would carry out the inspection on behalf of Entity. In exceptional cases, where change in TPI is required, approval from owner (entity) is to be sought providing justification for such change. Entity may also make surprise inspections to check the quality of TPI inspection.
 - iv. Entity shall directly appoint the TPI agency(s) for Critical activities (Entities must set criterion for identifying critical activities) rather than selection by the vendor. This will improve quality of inspection by TPI and would avoid fraudulent test certificate submission.
 - v. The procedure for the procurement of critical, high-pressure fittings/valves (more than 50 Kg/Cm²) for hydrocarbons and H₂ service fittings/valves shall be in place. Procurement of such fittings/valves should not be done along with the normal fittings/valves. Pre-Qualification Criteria (PQC) for procurement of such fittings/valves to be clearly defined with service and pressure rating.
 - vi. Entities (Refineries) resort to purchase of fittings/valves as per API standards. Wherever, equivalent BIS standards are available, the entity (refinery) may

¹⁰ Subs. By sub-clause (i) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- vii. examine considering the equivalent Indian standard in their purchase order. Standard Maintenance Procedure (SMP) should be developed including joint inspection by Mechanical& Inspection personnel for thorough checking during fitting/valve replacement in critical service before installation at site.
- viii. 100% Positive material identification (PMI) shall be ensured for all critical high rating welded valves for Hydrocarbons in high pressure section more than 50 Kg/Cm2 at site including all carbon steel loop in order to identify the dissimilar metals. PMI should be ensured for both the sides of the weld joints in such valve installations. Industry shall devise the criticality for the requirement of PMI.]

¹¹[

(f) AIM Training and Performance Assurance:

- (i.) An important ingredient of an effective asset integrity management program is personnel competency, achieved in part by training and performance assurance. Entity shall develop and implement a program for training to ensure that only qualified personnel develop and perform AIM tasks and that AIM tasks are performed appropriately and consistently that is to say with fewer opportunities for human errors. Reducing human errors can greatly reduce the overall rate of asset failures. Following aspects of training should be considered for ensuring that the competent workforce is deployed, namely: -

- (I) Management awareness training;
- (II) Skills or knowledge assessment;
- (III) Training for new and current employees;
- (IV) Verification and documentation of training effectiveness;
- (V) Certification, where applicable;
- (VI) Ongoing and refresher training;
- (VII) Training for maintenance technicians and for operators performing maintenance tasks;
- (VIII) Training for technical personnel; and
- (IX) Roles and responsibilities.

¹²[3.5 Energy and Environment management systems:

- i. Entity should also ensure compliance to Energy Management System (ISO: 50001) and undertake periodic audits as specified in the ISO: 50001.
- ii. Entity should ensure compliance to Perform Achieve & Trade (PAT) scheme or Carbon

¹¹ Subs. by sub-clause (ii) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

¹² Ins. by sub-clause (iii) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

Credit Trading Scheme (CCTS), as may be applicable, in accordance with the mandate issued by the Bureau of Energy Efficiency (BEE) for Energy Intensive Sectors. Entity should set targets for improving GHG Emission Intensity (GEI) and Specific Energy Consumption Target in CCTS and PAT scheme respectively.

- iii. Entity should also ensure compliance to Environment Management System (ISO:14001) and undertake periodic audits as specified in the ISO:14001.]

Schedule-4
[see regulation 6]

4.0 Electrical Systems:

4.1 Design Philosophy:

- 4.1.1 The selection of electrical equipment and systems shall be governed by fitness for purpose, safety, reliability, maintainability, during service life and compatibility with specified future expansion, design margins, suitability for environment, economic considerations and past service history.
- 4.1.2 The design and engineering of the electrical installation shall be in accordance with established codes, specifications, sound engineering practices and shall meet the statutory requirements and local regulations.
- 4.1.3 Electrical equipment and materials shall comply with their relevant specification, Data sheet and Project Specification and the latest edition of the codes and standards (including any amendments) applicable shall be followed.
- 4.1.4 All Electrical equipment, systems and their installation shall be designed for operation under site conditions as required.
- 4.1.5 All equipment and materials shall be suitable for operation in service conditions typical of refineries and Gas processing plants within a coastal environment in the tropics.
- 4.1.6 VFD and UPS Room shall be air-conditioned to increase reliability of heat sensitive electronic component such as semi-conductor devices, Transducers, Cards for inter electronic equipment communication. Switchgear Room shall be preferably force ventilated or air-conditioned.
- 4.1.7 Battery Room shall be ventilated with minimum two nos. Exhaust Fans. However, failure of cooling or ventilation shall not affect the operation of the equipment.
- 4.1.8 VRLA battery room shall be force ventilated or air conditioned to maintain specified temperature.
- 4.1.9 For the purpose of electrical earthing calculations (soil electrical resistivity) and cable rating calculations (soil thermal resistivity) the data of the area shall be used.
- 4.1.10 There shall be classified for the degree extent of hazard from flammable materials. Classification of hazardous areas for all areas shall be done as per guidelines indicated in latest IS 5572 and equipment selection for hazardous area shall be as per IS 16724 or IEC 60079-14.

4.2 System Design:

- 4.2.1 The electrical distribution system shall be designed considering all possible factors affecting the choice of the system to be adopted such as required continuity of supply, flexibility of operation, reliability of supply from available power sources, total load and the concentration of individual loads. The design of electrical system shall include the following paragraphs 4.2.2 to 4.2.9
- 4.2.2 The design of electrical system for refineries and Gas processing plants facility shall include the following; namely: -
 - (a) Site Conditions;

- (b) Details of Power source;
- (c) Planning and basic power distribution system and single line diagram;
- (d) Protection, metering or control;
- (e) Electrical Substation design for New Substation;
- (f) Electrical equipment design;
- (g) Illumination System;
- (h) Earthing system;
- (i) Lightning protection system;
- (j) Electrical equipment for hazardous area;
- (k) Statutory approvals;
- (l) Cable sizing;
- (m) Emergency power sizing;
- (n) Power system studies;
- (o) Heat tracing system as applicable;
- (p) 24V,230V,415V power out let system; and
- (q) UPS and Battery Charger Sizing.

4.2.3 Cabling system- underground and above ground including cable tray support and routing through pipe racks or sleepers.

4.2.4 The designed electrical system shall facilitate and provide the following, namely: -

- (a) Standard products applications;
- (b) Safety to personnel and equipment;
- (c) Reliability of services;
- (d) Constructability access;
- (e) Cabling access;
- (f) Minimum fire risk;
- (g) Cost effectiveness; and
- (h) Ease of maintenance and convenience of operation.

4.2.5 Adequate provision of changes during design development and for future expansion and modification (as appropriate engineering margins or space provisions).

4.2.6 Automatic protection of all electrical equipment and isolation of faulty system through selective relaying systems or intelligent control devices.

4.2.7 Remote control and monitoring facilities and interfacing for selected devices with other discipline systems.

4.2.8 Lock out Tag out (LOTO) provisions for all LT and HT Feeders.

4.2.9 Maximum interchangeability of equipment.

4.3 Power System Studies:

4.3.1 Power system study or calculation shall be carried out to substantiate the selection and sizing of all electrical facilities and equipment in the refineries and Gas processing plants facilities. Study should include minimum but not limited the following as applicable; namely:

-

- (a) Plant and Unit electrical load analysis;
- (b) Load flow, fault calculation and large motor starting studies;
- (c) Feeder and circuit voltage drop;

- (d) Relay settings and coordination;
- (e) Earthing;
- (f) Illumination calculation;
- (g) Lightning protection study (protection of structures against lightning);
- (h) Transient stability study;
- (i) Reacceleration and auto changeover study;
- (j) Load shedding study (if required);
- (k) Power factor Study; and
- (l) Harmonic study (if required).

4.4 Power Supply:

4.4.1 Main Power Sources and Systems:

- (a) The main power source shall be captive power generation or grid power supply or combination of both. The voltage level of primary distribution system shall be decided based on plant generation, respective grid supply level and total load envisaged on the plant. The number and schemes of indoor switchboards shall be governed both from considerations of power distribution capacity and also from considerations of process loading under abnormal plant operating conditions.

4.4.2 Plant Emergency Power Sources and Systems:

- (a) Emergency power supply shall be provided from Substation up to Emergency switchgear to meet the Emergency lighting and critical services in plant area to permit safe shutdown in the event of main power failure.
- (b) Critical, Emergency or Normal loads shall be determined based on hazard analysis or safety reviews during the process design. DC lighting or AC lighting having DC battery back-up fed through lighting inverter for control room, substation and escape routes shall be provided. DG sets shall be provided for feeding emergency power supply.

4.5 Power Distribution:

4.5.1 General:

- (a) A load summary shall be prepared for recording and calculating the electrical loads of the refineries and Gas processing plants facilities. The load summary shall indicate continuous, intermittent and stand by loads.
- (b) The specifications referred to in clause (a) shall be used to verify the rating and numbers of transformers, switchgears and like other devices. The current rating of switchboard bus bars shall also be determined accordingly.
- (c) Where secondary selective systems are provided, each transformer or incomer shall be rated in accordance with as specified in clause (b) of this paragraph 4.5. 1..

4.5.2 Main Power Distribution:

- (a) A substation shall be built at the site to cater all load (such as the storage tank and plant) requirement.
- (b) It should be provided with dual redundant power supply from, in its each Bus sections

“A” and “B”. Two incomers and one bus-coupler system with 100% redundant capacity for incomers shall be considered for all HT switchboards and PCCs.

4.6 Sub-Station Design:

4.6.1 General:

- (a) The substation shall be located in a safe area and outside the hazardous zone.
- (b) Substation buildings switchgear room should be Air conditioned or pressurized and shall comprise elevated structures permitting the use of bottom entry switchgear with cable cellar for cable racking and trays below. MCC room building should be single floor type without cellar with pressurized switchgear room. The floor level of the MCC room shall be 1500mm above surrounding grade level.
- (c) Small sub-station such as MCC room can also be provided without cable cellar with battery trenches.
- (d) In large plants, the main sub-station floor shall be raised above grade level and the space below the sub-station floor shall be utilized for installation of cable trays. The substation cellar shall preferably have a clear minimum height of 2 metres. The cable cellar floor shall be at least 300 mm above the approach road level. The switchgear rooms should be Air conditioned or pressurized to prevent ingress of dust and to prevent or to make more reliable heat sensitive electrical Equipment and Panels. All substations (length greater than 60 metres) shall have three entries, one for equipment entry, second for normal entry and the third emergency exit. Whereas, required normal and equipment entries can be combined. The substation shall also have an emergency door opening outward.
- (e) Push button shall be provided in each transformer bay for tripping of the transformer feeder breaker outside the transformer bay gate and shall be glass break to open type.
- (f) HVAC or Air Conditioning System of substation shall trip on activation of fire and gas detection signal. Flooring inside the Battery room and walls up to 1.0 m height shall have acid or alkaline resistant protective material coating or tiling.
- (g) Luminaires, receptacles, exhaust fan like other devices in Battery Room shall be Ex-d, IIC, T3 Type of protection. In case, maintenance free VRAL or SMF batteries are provided, the manufacturers recommendations for protection shall be complied with.
- (h) Substation shall have firefighting equipment, first aid boxes and other safety equipment as per statutory requirements. Mats of required voltage rating shall be provided around all indoor switchgears and panels and suitable voltage rated overshoes should be used for outdoor switchgears and panels, wherever insulation mats, cannot be provided.
- (i) The substation building shall be sized for housing all equipment such as transformers, switchgears and capacitors. The substation shall be sized to maintain adequate clearances between equipment as per CEA guidelines.

4.6.2 Transformer Bay Layout:

Oil filled transformers shall be located at grade level in fenced enclosures adjacent to the substation building and shall be provided with oil containment pits which shall be connected to the Common Oil soak pit if envisaged as per IS and this shall be located outside transformer bay. Firewalls shall be provided where required by codes and standards.

4.7 Hazardous Area:

4.7.1 Electrical Equipment Selection in Hazardous Area:

- (a) Electrical equipment shall meet the selection requirements of the Indian Standard :16724 or IEC 60079 part 14- Guide for selection of electrical equipment for hazardous areas. All the electrical equipment installed in hazardous area shall meet the requirements of relevant IS or IEC or CENELEC standards, whichever is followed for design for electrical systems.
- (b) All electrical equipment for hazardous area shall be certified by CIMFR, PTB, BASEEFA, UL, ATEX or FM or equivalent independent testing agency for the service and the area in which it is to be used. All indigenous flameproof equipment shall have BIS license. PESO approval shall be obtained for equipment installed in hazardous areas for both indigenous and imported equipment.
- (c) The facility analysis should also identify areas requiring special electrical equipment classification due to the presence (or potential presence) of combustible dust considering the minimum ignition energy and powder resistivity of the material.

4.8 Equipment:

4.8.1 Switchgear, Motor Control Centres (MCC) or LV Distribution Boards:

- (a) These shall be designed to ensure maximum safety during operation, inspection, connection of cables and maintenance with Switchboards energized.
- (b) The switchboard shall be totally enclosed, dust and vermin proof.
- (c) Lighting and small power distribution boards shall be suitable for indoor or outdoor use and the hazardous area classification in which these are to be installed.
- (d) Automatic motor re-acceleration or restarting following voltage dips shall not be provided unless specifically warranted by process requirements.
- (e) Power system monitoring, control and protection philosophy shall be in accordance with project specifications Emergency Shut Down (ESD) systems and emergency stops shall be hard wired back to the switchgear or MCC.
- (f) Transformer incomer shall be rated at least equal to forced cooled rating of transformer or 110% of ONAN rating as applicable.
- (g) Interlocks and protection as per CEA guidelines shall be provided.

4.8.2 Protective Relays:

- (a) Protective relays for all types of feeders such as incoming feeders, buss ties and motors power feeders and capacitors shall be provided.
- (b) Meters, Protection relays and other components shall be as per relevant metering and protection diagrams and designed and procured as per project specification.
- (c) The protection relaying philosophy for 132 kV and above systems shall also include suitable main and backup schemes.

4.8.3 Power and Distribution Transformers, Lighting Transformers:

- (a) All transformers (Power and distribution) shall be provided with cooling facility to ensure temperature of the transformer is within permissive limits as per temperature class.

- (b) Automatic on-load tap changer (OLTC) shall be provided on the main power transformers as required. Lighting transformers shall be Dry type, Air cooled mounted indoor.
- (c) For harmonic mitigation, use of transformers with special vector groups may be considered for supplying large non-linear loads as VSD's and process heaters.
- (d) All transformers of 10 MVA and above rating or in case of oil filled transformers with oil capacity of more than 2000 litres shall be provided with firefighting system as per IS 3034 or with Nitrogen Injection Fire Protection System.

4.8.4 Emergency Diesel Generators:

- (a) The emergency generating sets shall form a complete package and shall be designed to start automatically on power failure and feed the selected loads. It shall be capable of taking care of the load variations (such as the starting of largest rated motors on a preloaded system). The unit shall be complete with necessary starting equipment, associated control panel.
- (b) Emergency DG set shall have Auto starting arrangement but only with manual switching off features. The rating (Ampere Hours) of battery, for cranking the engine shall be adequate to make three attempts with an interval of 5 to 10 seconds, if required.
- (c) The generator set shall be provided with complete protection against overloads, short circuits, ground faults, excitation failure, prime-mover failure and shall include other connected instrumentation interlocks.
- (d) Diesel Engine installation, does not call for Area Classification, provided the DG room is properly ventilated. Normally the ventilation provided to remove heat from the radiator is adequate to take care of the hazard aspect. DG sets shall comply with the latest guidelines of the Government of India in the Ministry dealing with environment with regard to noise levels and stack height requirements.

4.8.5 Neutral Earthing:

- (a) Earthed System:
 - (i.) Power system neutral shall be earthed;
 - (I) to limit the difference of electric potential between all uninsulated conducting objects in a local area;
 - (II) to provide for isolation of faulty equipment and circuits when a fault occurs; and
 - (III) to limit over voltages appearing on the system under various conditions.
 - (ii.) The neutral earthing system employs one of the following methods; namely: -
 - (I) Solid earthing for low, medium voltage system (upto 650V) and for high voltage above 11 kV.
 - (II) Resistance or Impedance earthing for 3.3 kV to 11 kV system.
 - (III) Resistance or Neutral Grounding Transformer earthing for Generators.

- (iii.) The values of neutral earthing resistors normally applied in industrial power system are selected to meet the governing criteria for limiting transient over-voltages, that is to say that earth fault current should not be less than the system charging current. Besides, the value of neutral earthing resistor selected shall limit the earth fault current to a value, which shall be sufficient for selective and reliable operation of earth fault protection system.
 - (iv.) The neutral earthing resistor shall be able to carry at least 10% of its rated current continuously, unless otherwise required, and full rated current (100%) for a minimum duration of 10 seconds.
- (b) Unearthed System:
- (i.) Use of unearthed system should be avoided since arcing ground faults can result in severe over voltages.
 - (ii.) Where unavoidable (such as expansion projects where existing systems have unearthed system) unearthed system shall have provision for detecting earth fault and for isolation of faulty section through the use of core balance current transformers. The current transformers (CTs) shall be sized in relation to the system capacitive currents arising due to distributed capacitance of the entire network. The system shall also include alarm or tripping provision using un-balance voltage sensing through open delta voltage transformers (VTs) under earth fault conditions. Provision of ‘on line insulation monitoring facilities’ may be considered.

4.8.6 DC Supply Units:

- (a) Each DC power supply system shall include redundant charger-cum-rectifier, battery and DC distribution board. DC link in the UPS system shall not be tapped for DC instrumentation power supply.
- (b) A 2 x 50% battery bank configuration should be provided.
- (c) ¹³[Fire alarm system shall have a dedicated DC battery backup system. UPS Battery backup Duration after Main supply failure shall be 30 minutes for all control systems.], ¹⁴[***]
- (d) ¹⁵[For Control Systems of CCTV, CEEMS Analyzers, Emergency PA System/Services, Flame & Gas (F&G) Detectors, backup shall be of 6 hrs duration.]
- (e) ¹⁶[Battery Sizing for DC systems:

¹³ Subs. by sub-clause (i) (f) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

¹⁴ Omitted by sub-clause (ii) (f) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

¹⁵ Subs. by sub-clause (iii) (f) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

¹⁶ Inst. by sub-clause (iv) (f) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- (i.) Electrical Switchgear and Controls:
Battery shall normally be sized for a load cycle having a minimum duration of two hour. While deciding the load cycle, consideration shall be given to the specific operating or safety requirements of plant and equipment that is to say the lube oil pump of STG for bearing oil flushing. The duration for battery sizing, hence shall vary accordingly as per specific operational requirements.
- (ii.) DC Instrumentation Shutdown System:
This shall in general be sized for 30 minutes.
- (iii.) Critical Lighting: This should be sized for two hours unless specified otherwise.
- (iv.) Battery shall be Nickel Cadmium, flooded electrolyte Lead Acid or VRLA type designed as per design specifications.]

4.8.7 Equipment for Uninterrupted Power Supply System:

- (a) UPS panel shall be of free-standing, floor mounted, metal enclosed and vermin proof type having hinged door for front access and suitable for indoor use.
- (b) Under normal conditions, the rectifier-cum-charger shall feed the inverter and charge the battery set. In case of mains failure, the battery shall supply the necessary power to the inverter. The inverter in turn feeds the load through the static switch. If the inverter malfunctions or is overloaded, the load shall be instantaneously transferred to the by-pass line through the static switch. The inverter shall be operated in synchronised mode with the by-pass line, and manual forward transfer or manual reverse transfer shall be effected without any break.
- (c) Battery for UPS system should be sized to take care of shutdown of critical process units but for, nor less than, 30 minutes unless otherwise specified.

4.8.8 Alarm Annunciations:

- (a) All electrical fault, tripped, alarm and equipment malfunction signals from the communicable relays should be accessible via a computer connected to the communication port in each switchgear or PMCC. In addition, certain signals shall bring up alarms or indications in a Central Control Room (CCR) or in the DCS as specified.

4.8.9 Variable Frequency Drives:

- (a) Low and high voltage variable frequency drive (VFD) equipment shall be in accordance with design project specifications.
- (b) The requirement of variable frequency drives shall be considered based on an economic and technical basis subject to process requirements.
- (c) Converter and rectifier equipment controlling plant motors shall be located inside the substation, except the associated transformers and reactors, which shall be located within the substation building next to VFD panels. For very large rated VFD, the transformer or reactor should be located in outdoor transformer bay.

4.8.10 Motors:

- (a) LV motors shall be selected to have ratings in accordance with the preferred rated output values of the primary series as listed in IEC 60072 or equivalent standards. The enclosure of motors and motor control station shall be in accordance with the hazardous area classification and equipment selection in hazardous area.

- (b) All LV motors shall be complying to IE2 Class of efficiency unless otherwise specified in Motor Datasheet.
- (c) Motor operated valves and electric cranes shall be fully equipped with integral motor control gear.

4.8.11 Earthing System:

- (a) Earthing system shall provide low impedance earth paths for earth faults, static discharge and lightning protection. Earthing design shall generally be carried out in accordance with the requirements of ¹⁷[the CEA Regulations as amended from time to time] and code of practice for earthing IS 3043.
 - (i.) power system earthing, lightning protection and equipment bonding shall be achieved by overall common earthing system. All units shall be bonded together to form a single continuous earthing system. All equipment in refineries and Gas processing plants shall be connected with Plant earthing system as per CEA guidelines;
 - (ii.) the metallic enclosure of all electrical equipment shall be bonded and earthed to the common earthing grid;
 - (iii.) in hazardous areas or where the equipment contains a hazardous liquid, the metallic enclosures of non-electrical equipment, vessels, tanks, structures, pipeline, and like other devices shall be bonded and earthed to the common plant earthing grid. Maximum values of resistance of equipment earthing system to the general body of earth shall be as under; namely: -
 - (I) General Earthing Grid: 1 ohm; and
 - (II) Earthing for Lightning Protection and Static Bonding: 10 ohms;
 - (iv.) earthing of lighting and small power systems shall be by means of an earth conductor integral with the cable.
 - (v.) all equipment handling 250 V or more shall be provided with double earthing and to be connected to two different earth pits; and
 - (vi.) bonding and grounding for loading or unloading tankers shall be provided.

4.8.12 Instrument Earthing:

- (a) Separate earth bars above ground shall be provided for Instrument earthing. The IEEE STD 1100's latest edition "IEEE Recommended practice for powering and grounding sensitive electronic equipment" may be referred.
- (b) Lightning Protection.
- (c) Lightning protection shall be provided as per IEC 62305 or ¹⁸[the CEA Regulations as amended from time to time].

¹⁷ Subs. by sub-clause (v) (f) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

¹⁸ Subs. by sub-clause (vi) (f) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

4.9 Lighting System:

4.9.1 General Lighting:

- (a) This can be broadly classified as under; namely: -
 - (i.) Normal lighting;
 - (ii.) Emergency lighting; and
 - (iii.) Critical lighting.
- (b) Normal and emergency lighting system shall be on AC supply, whereas critical lighting shall be on ¹⁹[battery backed up DC or AC supply].
- (c) Sufficient lighting shall be provided so as to enable plant operators to move safely within the accessible areas of plant and to perform routine operations. In the event of normal power failure, emergency lighting should be provided. Desired lux level shall be achieved considering that both the lighting fixtures, normal as well as emergency one are energised. In the event of normal power failure, emergency lighting shall remain energised through emergency power source.
- (d) Lighting requirements provided during the failure of power supply for Normal lighting are intended broadly, -
 - (i.) to facilitate carrying out of specified operations, for safe shutdown of the plant;
 - (ii.) to gain access and permit ready identification of fire-fighting facilities such as fire water pumps, fire alarm stations; and
 - (iii.) escape route for safe evacuation of operating personnel.
- (e) The recommended areas for critical lighting (DC) include the Control rooms (Process and utility).
- (f) Main substations DG Shed.
- (g) Central Fire Station.
- (h) Fire water pump house (for start-up of Diesel driven F.W. pump).
- (i) First Aid Centre.
- (j) Emergency escape route.
- (k) Instrument or Process control and central control buildings.
- (l) The recommended areas for AC emergency lighting include: -

¹⁹ Subs. by sub-clause (vii) (f) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- (i.) Control rooms (Process and utility);
 - (ii.) Fire water pump house, Fire stations Main sub stations;
 - (iii.) Foot of stairs and ladder;
 - (iv.) Platforms with ladders changing direction;
 - (v.) Other changes of floor level that may constitute a hazard;
 - (vi.) Strategic locations in Process, utility areas where specific safety operations are to be carried out such as: -
 - (I) areas near heat exchangers, condensers;
 - (II) barring gears of steam turbine; and
 - (III) some portions of roads interconnecting substations and process plants.
- (m) the AC emergency lightening shall be considered as 20-25% of Normal Lighting load. However, for small plants, where AC emergency load is not substantial or where there is no separate standby DG set, DC critical lighting system should take care of entire emergency lighting.
- (n) Critical lighting (DC supply based) will be normally kept 'ON' and during Normal or emergency power failure, battery will provide power.
- (o) Besides, adequate number of self-contained portable hand lamps and Battery emergency lighting units shall be provided for personnel safety for immediate use in emergency at remote substations and at other strategic places (safe areas), where there is no provision of DC lighting.
- (p) LED lamps shall generally be used for outdoor plant lighting. LED lamps can be considered for emergency lighting to achieve this objective. Fluorescent lamps or LED may be used for indoor lighting in non-process buildings and control rooms. Safe area street lighting and yard lighting may use sodium vapour or LED lamps. Sodium vapour lamps shall not be installed in hazardous areas.
- (q) The illumination levels in different areas shall be as per good engineering practice. Depending on the nature of job activities to be carried out the suggested minimum illumination levels for various areas are as under; namely: -

Areas	Illumination in Lux
Main roads (such as roads along process units, power houses, and Workshops)	20
Secondary roads (such as roads along storage tanks settling basins)	10
Tank farm	20
Pump houses, sheds	100
Main operation platforms and access stairs	60
Ordinary platforms	20
Process areas, pipe racks, heat exchanger, heater, separators, cooling tower, columns, pig launching or receiving loading area, flare and like other devices	60

Areas	Illumination in Lux
Switchgear building	150-200
Transformer bay	100
Battery room	150
Control room building or laboratory	400
Boiler house	150
Charger or UPS rooms	150-200
Cooling tower	60
Switchyard	
(i) operating area	100
(ii) other areas	50
Warehouse	100
Office	300
Compressor operating area	200
Watch room	100
Stairs	50
Corridors or lifts	70
Tube well, gate and watchman booth	100
Fire house, garage	100-150
Escape Lighting Escape way (interior)	5
Areas at exit door and at points where it is necessary to emphasise the position of potential hazard, if any.	30

- (r) And lighting levels in all areas shall take into consideration the requirements from point of view of safety, ease of operation and maintenance.

4.9.2 Aircraft Warning Lighting:

- (a) The type of Aircraft warning lights shall be provided in accordance to latest International Civil Aviation Organization and local regulations. The aircraft warning lights shall be steady glowing with red colour and shall be fitted at the highest points of the platform obstacles.

4.9.3 Power and Convenience Outlets:

- (a) Adequate no of 415 V 63 A. TP and N+E power outlets of switched socket type shall be provided at suitable locations to ensure accessibility.
- (b) 240 V, 16 A, SP and N+E convenience outlets at suitable locations.
- (c) 24 V Hand lamp points may be provided at select locations for usage.

4.9.4 Cables and Cable Installation:

- (a) Cable Types:
 - (i.) In order to avoid spread of fire due to cables, it is recommended that the outer PVC sheath of all cables used in industry shall be flame retardant type low smoke (FRLS) conforming to category AF as per IS: 10810;
 - (ii.) High voltage cables may be Aluminium or Copper Conductor XLPE insulated FRLS PVC sheathed, armoured type;
 - (iii.) The selection of voltage rating of HV cables shall take into account the system voltage, system earthing arrangements and type of earth fault protection schemes. (Guidelines on this can be had from IEC 60183 and IS:7098). For resistance earthed systems, unearthed grade cable shall be used;
 - (iv.) All power and control cables shall preferably have extruded inner and outer sheaths;
 - (v.) Where single core cables are armoured and are meant for use on AC circuits, armouring with non-magnetic material (such as Aluminium) shall be employed;
 - (vi.) All cables used shall have non hygroscopic fillers, wire armoring and PVC overall sheath. Unarmored cables and wires may be used where proper mechanical protection (that is to say metallic conduit) is provided or where sheathed cables are installed above ceilings or below floors in non-industrial locations. Concealed metallic conduits shall be used for buildings where appropriate;
 - (vii.) The control cables shall be twisted pair type with overall shielding in case of longer lengths; and
 - (viii.) Electrical cables and instrumentation cable laid ²⁰[within a Fire Scenario Envelope shall be provided with fire proofing in accordance with API 2218.]
- (b) Cable Installation:
 - (i.) The Cable installation shall be installed above ground or laid on dedicated cable racks or trays within dedicated levels of overhead pipe racks and on the sleepers of low level pipe ways;
 - (ii.) In certain instances, cables may be routed underground either in concrete lines cable trenches or directly buried cable trenches, these include-
 - (I) High voltage distribution cables and associated control cables;
 - (II) Cables entering or leaving buildings;

²⁰ Subs. by sub-clause (viii) (f) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- (III) Cables in areas where ground contamination is unlikely and economic consideration precludes the erection of special cables supports;
 - (IV) Cabling within the power generation area;
 - (V) Feeder cables to satellite substations;
 - (VI) Cables within process areas or offsite areas;
 - (VII) Any other area where overhead cabling is not feasible; and
 - (VIII) Cables supplying power to Fire Water Pumps.
- (iii.) While designing layout with single core cable installations, following factors shall be considered; namely: -
- (I) Cables are laid as a general practice in trefoil formation touching each other. If trefoil arrangement is not possible, flat formation with spacing as per requirement may be followed; and
 - (II) When cables are laid in a flat formation, the individual cable fixing clamps and spacers shall be of non-magnetic material;
- (iv.) All cable trenches shall be sized depending upon the number of cables, and their voltage grade. High voltage, medium voltage and other control cables shall be separated from each other by required spacing or running through independent pipes, trenches or cable trays as applicable. Cable trenches inside substations shall be filled with sand, pebbles or similar non-flammable, materials or covered with incombustible slabs. If a significant number of cables are taken on racks, adequate supports should be provided on the side wall of trench;
- (v.) RCC covers of cable trenches should be sealed to avoid ingress of chemicals and oils;
- (vi.) In unpaved areas, cables should be directly buried in ground. Where underground cables cross roadways or pipe sleepers at grade and like other places., they shall be protected by being drawn through sleeves or ducts to provide a permanent crossing. Sleeve or duct ends shall be effectively sealed thereafter;
- (vii.) Concrete lined cable trenches should be sealed against ingress of liquid and gases wherever the trenches leave a hazardous area or enter control room or substation;
- (viii.) Above ground cable trays shall be well supported suitably at every 3metres interval and protected against mechanical damage. Routing shall be decided to avoid proximity to high temperature sources (such as steam drains and furnaces), places subject to undue fire risk. Cable trays, racks and trenches shall be sized to allow for 10 to 20% future cables reserve. Each cable tray tier shall accommodate the cables preferably in single layer;
- (ix.) Instrument and communication cables shall not be laid in the same trench or tray along with electrical power cables. Electrical cables shall be where practical separated by at least 600 mm from instrumentation and telecommunication cables. The overall cable layouts shall be designed for minimum interference between signal and power cables. Where ever there is a possibility of electromagnetic interference, shielded twisted pair or screened and overall shielded cables should be used for control cables or signal cables;
- (x.) Cable cellars shall be provided with fire detection and monitoring devices;

- (xi.) Cable straight through joints in power and control cables shall be avoided as far as possible inside unit battery limits. Cables shall be in one length where practical but cable joints may be installed when necessary. If above ground cable joints installed in Hazardous area, proper risk assessment and monitoring shall be done;
- (xii.) Cable installations shall provide for minimum cable bending radii as recommended by manufacturer;
- (xiii.) Cable trenches in hazardous area should be filled with sand and covered with RCC slabs to prevent accumulation of flammable gas or vapour inside the trench;
- (xiv.) All Cable glands for Equipment located in hazardous area shall be flame proof type; and
- (xv.) No underground power cables exceeding 33kV shall be laid without minimum depth of 1200 mm. Top most cable trays and vertical cable trays shall be provided with GI covers. Further bottom tray covers shall be provided wherever cable tray are routed through process pipes or equipment.

4.10 Electrical Heat Tracing:

Where necessary, electrical heat tracing shall be provided for process pipelines. Electrical heat tracing shall be designed and procured in accordance with project specification. As far as practical suitably certified self-regulating heating tapes shall be employed. Special types of heating (such as skin effect, impedance or induction heating) may be employed in particular application.

Schedule-5 **[See regulation 6]**

5.0 Fire and Gas Detection and Protection Facilities:

- 5.1 The Fire Protection Philosophy should be based on Loss Prevention and Control considering that a hydrocarbon processing plant carries inherent potential hazard. A flammable or toxic gas release, fire in one part or section of the plant can endanger other sections of plant as well. If a leak or fire occurs it must be detected, controlled or extinguished as quickly as possible to minimise the loss to life and property and to prevent further spread of fire or leak.

5.2 General Considerations:

- 5.2.1 The size of process plant, pressure and temperature conditions, size of storage, plant location and terrain determine the basic fire protection need.
- 5.2.2 The following fire protection facilities shall be provided depending upon the nature of the installation and risk involved, namely: -
 - (a) Fire Water System;
 - (b) Foam System;

- (c) Clean Agent Fire Protection system;
- (d) Carbon Dioxide System;
- (e) Dry Chemical Extinguishing System;
- (f) Detection and Alarm system;
- (g) Communication System;
- (h) Portable firefighting equipment;
- (i) Mobile firefighting equipment; and
- (j) First Aid Fire Fighting Equipment.

5.3 Design Criteria:

5.3.1 The following shall be the basic design criteria for a fire protection system, namely: -

- (a) Facilities shall be designed on the basis that city fire water supply is not available;
- (b) Fire protection facilities shall be designed to fight two major fires simultaneously anywhere in the installation. Fire water requirements shall be as per guidelines given in Annexure-1; and
- (c) All the tank farms and other areas of installation where hydrocarbons are handled shall be fully covered by fire water network system.

5.3.2 Fixed Water Spray on storage Tanks:

- (a) Class 'A' Petroleum storage in above ground tanks shall have fixed water spray system, whether floating roof or fixed roof or Internal floating roof
- (b) Class 'B' Petroleum above ground storage tanks of following dimensions shall be provided with fixed water spray, namely: -
 - (i.) Floating roof tanks of diameter larger than 30 metres.; and
 - (ii.) Fixed roof tanks of diameter larger than 20 metres.

5.3.3 Semi-fixed Foam system for Storage:

- (a) Semi-fixed Foam system shall be provided for the following tanks; namely: -
 - (i.) Floating roof tanks storing Class 'A' and Class 'B' petroleum products;
 - (ii.) Fixed roof tanks storing Class 'A' and class 'B' petroleum products; and
 - (iii.) Fixed roof tanks storing class 'C' petroleum products, of diameter larger than 40 metres.
- (b) Semi Fixed Foam System should not be provided for fixed roof tanks operating at more than 0.6 psi pressure and where the tanks are nitrogen or other inert gas blanketed.
- (c) In fixed roof tanks storing high-viscosity liquids in temperature above 93.3°C (200°F), fixed foam system should not be provided. However, such tanks shall be nitrogen or other inert gas blanketed.

5.3.4 Automatic Actuated Rim Seal Protection System for External Floating roof tanks:

- (a) Automatic actuated Rim Seal fire detection and foam flooding type extinguishing system shall be provided on all external floating roof tanks storing Class A Petroleum

products. The components of the system shall be listed or approved by national or international agencies to ensure that those systems are used which meet with highest standards of safety.

- (b) The minimum requirement for design of the system is given in Annexure-4. This shall be in addition to the water spray and semi-fixed foam system on all the floating roof tanks storing class-A products.

5.3.5 Automatic Water Spray for Pressurised storages including LPG or Hydrogen:

- (a) C4 and Lighter ends and hydrogen Pressure storage vessels shall be provided with automatic water spray system.
- (b) Automatic water spray system shall be provided in LPG bottling stations, C4 and Lighter ends loading or unloading gantries and C4 and Lighter ends pump and C4 and Lighter ends or Hydrogen compressor areas.

5.3.6 Water Spray System in Process Unit:

- (a) Water spray system shall be provided for hazardous locations and equipment in process unit areas. Some of these areas are as given below, namely: -
 - (i.) Un-insulated vessels having liquid holdup capacity larger than 50 m³ and containing class A or B flammable liquid;
 - (ii.) Pumps handling petroleum products class 'A' under pipe racks;
 - (iii.) Pumps handling products above auto-ignition temperature under pipe racks;
 - (iv.) Air fin coolers in hydrocarbon service located above pipe racks or elevated location; and
 - (v.) Process compressor in LPG or Hydrogen or other hydrocarbons.
- (b) Water spray rings or elevated monitor for columns of height more than 45 M shall be provided. The entity can decide the need of protection beyond 45 M height, depending on basic process control system, the risk involved, presence of insulation, licensors recommendation, emergency response needs, emergency response system provided and like other needs.

5.3.7 Water Spray for Electrical Installation:

- (a) Fire Protection System shall be provided in accordance with clause 4.8.3.(d) of Schedule-4.

5.3.8 Clean Agent for Control rooms and Satellite Rack Room (SRR):

- (a) Gas (Clean Agent or CO₂) based automatic fire detection and extinguishing system should be provided to protect electronics housed in cabinet, electrical equipment, Cables and like other devices. located in satellite rack rooms (SRR) or in control rooms. Selection of Clean Agent or CO₂ and design of Fire protection system for process control rooms and SRR shall follow the applicable NFPA Codes or Standards including its safety guidelines with respect to "Hazards to Personnel", electrical clearance and environmental factors in line with environmental considerations of Kyoto and

Montreal Protocols and latest MoEF regulations. ²¹[However, the Gas (Clean Agent or CO₂) based automatic fire detection and extinguishing system need not be provided in control rooms which are manned continuously (24x7 basis) and where a suitably designed smoke detection and alarm system is available.]

5.3.9 Loading or Unloading Gantry:

- (a) ²²[Class A & B Petroleum] or C4 and Lighter ends loading or unloading Tank Truck and Tank Wagon Gantries shall be provided with water spray or foam system.
- (b) In case automatic fixed water spray system is provided in TW gantry, the gantry may be divided into suitable number of segments (each segment having minimum. length of 15 m length and width of 12 m) and three largest segments operating at a time shall be considered as single risk for calculating the water requirement. Accordingly, a provision shall be made to actuate the water spray system from a safe approachable central location that is to say affected zone and adjoining zones.

5.4 Fire Water System:

5.4.1 Based on the site requirement, water shall be used for fire extinguishment, fire control, cooling of equipment and protection of equipment as well as personnel from heat radiation. Fire water system shall comprise of fire water storage, fire water pumps and distribution piping network along with hydrants and monitors, as the main components.

5.4.2 Basis:

In line with the design criteria given in paragraph 5.2, of these regulations the fire water system in an installation shall be designed to meet the fire water flow requirement for fighting two fires simultaneously anywhere in the facility or single fire for largest floating roof tank roof sinking case, whichever requiring largest water demand.

5.4.3 Fire Water Flow Rate:

- (a) Two of the largest flow rates calculated for different sections as shown below shall be added and that shall be taken as design flow rate. An example for calculating design major fire water flow rate is given in Annexure-1.
- (b) Fire Water flow rate for tank farm shall be aggregate of the following, namely:-

²¹ Ins. by sub-clause (i) (g) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

²² Subs. by sub-clause (ii) (g) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- (i.) Water flow calculated for cooling a tank-on-fire at a rate of 3 lpm/m² of tank shell area;
 - (ii.) Water flow calculated for all other tanks falling within a radius of (R+30) m from centre of the tank on fire at a rate of 3 lpm/m² of tank shell area;
 - (iii.) Water flow calculated for all other tanks falling outside a radius of (R+30) M from centre of the tank on fire and situated in the same dyke area at a rate of 1 lpm/m² of tank shell area. The cooling water requirement for tank roof may be provided through fixed system or revolving nozzles, based on appropriate hazard assessment;
 - (iv.) Water flow required for applying foam into a single largest cone roof or floating roof tank (after the roof has sunk) burning surface area of oil, by way of fixed foam system, where provided or by use of water or foam monitors. (Refer paragraph 5.11.9 of these regulations for foam rates); and
 - (v.) Fire water flow rate for supplementary stream, shall be based on using 4 single hydrant outlets and 1 HVLR monitor (1000 GPM) simultaneously. Capacity of each hydrant outlet as 36 m³/hr and of each HVLR monitor as 228 m³/hr shall be considered at a pressure of 7 kg/cm²g.
- (c) Fire water flow rate for C4 and Lighter ends sphere storage area shall be aggregate of the following, namely:-
- (i.) Water flow calculated for cooling LPG sphere on fire at a rate of 10.2 lpm/ m² of sphere surface area;
 - (ii.) Water flow calculated for all other spheres falling within a radius of (R+30) metre from centre of the sphere on fire at the rate of 10.2 lpm/ m² of surface area; and
 - (iii.) Water flow for supplementary stream which shall be considered as 372 m³/hr as indicated under **paragraph 5.4.3(b)(v) of these regulations.**
- (d) Water flow required for applying foam into a single largest cone roof or floating roof tank (after the roof has sunk) burning surface area of oil, shall be by way of fixed foam system, where provided or by use of water or foam monitors. (Refer **paragraph 5.11.9** for foam rates).
- (e) Water flow rate requirements for firefighting in other major areas shall be calculated based on criteria in terms of lpm/m² given in **paragraph 5.18.5 of these regulations.**

5.4.4 Header Pressure:

The fire water network shall be kept pressurised at minimum 7.0 kg/cm²g at all the time and at hydraulically remotest location at ground level. This pressure shall be displayed in fire water pump house or fire control room.

5.4.5 Storage and Make-up Water:

- (a) Firewater Storage:

- (i.) Water for the hydrant service shall be stored in any easily accessible surface or underground lined reservoir or above ground tanks of steel, concrete or masonry. The fire water storage should be located not less than 60 m from hazardous areas.
- (ii.) The effective capacity of the reservoir above the level of suction point shall be minimum 4 hours aggregate working capacity of main pumps (excluding standby pumps).
- (iii.) Where rate of makeup water supply is 50% or more, this storage capacity can be reduced to 3 hours aggregate working capacity of main pumps.
- (iv.) Storage reservoir shall be in two equal interconnected compartments to facilitate cleaning and repairs. In case of aboveground steel tanks there shall be minimum two tanks each having 50 % of required capacity.
- (v.) Large natural reservoirs having water capacity exceeding 10 times the aggregate fire water requirement can be left unlined.
- (vi.) In addition to fire water storage envisaged as above in this clause (a), emergency water supply in the event of depletion of water storage shall be considered. Fire water supply shall be from fresh water source such as river, tube well or lake. Where fresh water source is not easily available, fire water supply can be sea water or other acceptable source such as treated effluent water provided that the water quality of treated water should not be detrimental to firefighting foam generation.

(b) Make up Water:

Suitable provisions shall be kept for makeup firewater during firefighting time. Provision should be made to divert water from various sources such as ETP (after treatment), Process Cooling Water, river and ponds to the fire water system.

5.5 Firewater Pumps:

5.5.1 Firewater pumps shall be used exclusively for firefighting purposes.

5.5.2 Type of Pumps:

- (a) Fire water pumps shall be of the following type, namely:-
 - (i.) Electric motor driven centrifugal pumps; and
 - (ii.) Diesel engine driven centrifugal pumps
- (b) The pumps shall be horizontal centrifugal type or vertical submersible centrifugal pumps. Each pump shall be capable of discharging 150% of its rated capacity at a minimum of 65% of the rated head. The shut-off head shall not exceed 120% of rated head, for horizontal pumps and 140% in case of vertical submersible type pumps.
- (c) Number of diesel driven pumps shall be minimum 50% of the total number of pumps (inclusive of standby pumps). Minimum 50% of total flow requirement should be available through diesel driven pumps, all the time. Power supply to the electric

driven pumps should be from two separate feeders.

5.5.3 Capacity of main Pumps:

The capacity and number of main fire water pumps shall be fixed based on design fire water rate, worked out on the basis of design criteria as per **paragraph 5.4.3.** of these regulations. The capacity of each pump shall not be less than 400 m³/hr or more than 1000 m³/hr. All pumps should be identical with respect to capacity and head characteristics.

5.5.4 Standby pumps:

The minimum number of standby fire water pumps shall be as under, namely:-

- (i.) In case total number working pumps are upto 2, standby pumps shall be atleast one;
- (ii.) In case number of working pumps are between 3 to 4, the number of standby pumps shall be at least 2. For more than 4 working pumps, number of standby pumps shall be atleast 3; and
- (iii.) In cases where two sets of firewater storage and pumps are provided, the number of pumps at each location shall be according to hydraulic analysis of piping network.

5.5.5 Jockey Pumps:

- (a) The fire water network shall be kept pressurised at minimum 7.0 kg/cm²g by jockey pumps. Minimum 2 Jockey pumps (1 working plus 1 standby) shall be provided.
- (b) The jockey pump shall be sized to compensate pressure drop in the fire water header due to system leakage and normal pressure loss.
- (c) Jockey pump shall be operated with discharge pressure sufficient to maintain the header pressure of fire water network.
- (d) While designing the fire water network, the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection should conform to NFPA -20.

5.5.6 Power Supply for Fire Water Pumps:

- (a) A direct feeder dedicated only to fire water pumps shall be laid from the sub-station to ensure reliable power supply. The direct feeder line shall not run along with other HT cables.
- (b) The diesel engines shall be quick starting type with the help of push buttons located near the pumps, or at remote location.
- (c) Each diesel engine shall have an independent fuel tank adequately sized for 6 hours continuous running of the pump.
- (d) Main fire water pumps shall start automatically and sequentially with pressure switches or PLC on fire water mains. The system shall ensure auto start of the standby pump in case a pump in sequence failed to take start.

5.5.7 Location of pumps:

- (a) Firewater main pumps shall be located as far away as possible (not less than 60 M) from hazardous areas to avoid any damage in case of fire or explosion. The fire water booster pumps, required to enhance the pressure requirement, shall be located away from the hazard to be protected.

5.6 Distribution Network:

5.6.1 Looping and Maintainability:

- (a) The fire water network shall be laid in closed loops as far as possible to ensure multidirectional flow in the system. Isolation valves shall be provided in the network to enable isolation of any section of the network without affecting the flow in the rest. The isolation valves shall be located near the loop junctions. Additional valves shall be provided in the segments where the length of the segment exceeds 300 m.
- (b) For ease of maintenance, Firewater pumps should be segregated in two groups by providing an isolation valve on common discharge header of pumps. Flushing connections with isolation valves should be provided at suitable locations in the firewater ring main.
- (c) For branch piping, an isolation valve shall be provided at the take-off point.
- (d) Permanent connection shall not be taken from fire water line or system for purposes other than fire protection or fire prevention.

5.6.2 Criteria for above or underground network:

- (a) The firewater network piping should normally be laid above ground at a height of at least 300 mm above finished ground level. Pipes made of composite material should be laid underground and also the fire water network piping shall be laid below ground level at the following places, namely:-
 - (i.) Road crossings;
 - (ii.) Places where the above ground piping is likely to cause obstruction to operation and vehicle movement, and get damaged mechanically; and
 - (iii.) Where frost condition warrants, the ring main system shall be laid underground beneath the frost layer.

5.6.3 Protection for underground pipelines:

Where the pipes are laid underground the following protections shall be provided; namely:-

- (i.) The main shall have at least one metre earth cushion in open ground and 1.5 metre earth cushion under the roads. In case of crane movement areas, pipes should be protected with concrete or steel encasement;
- (ii.) The mains shall be provided with protection against soil corrosion by suitable coating or wrapping or cathodic protection method; and
- (iii.) Pipe supports under the pipe line shall be suitable for soil conditions.

5.6.4 Protection for above ground pipelines:

Where the pipes are laid above ground, the following protection shall be provided, namely:-

- (i.) The firewater mains shall be laid on independent sleepers by the side of road and they shall not be laid along with process piping on common sleepers;
- (ii.) The mains shall be supported at regular intervals not exceeding 6 metres and they should be supported at every 3 metre for pipes less than 150 mm diameter; and
- (iii.) The system for above ground portion shall be analysed for flexibility against thermal expansion and necessary expansion loops shall be provided as per good engineering practice.

5.6.5 Hydraulic Analysis and Sizing of Firewater Network:

- (a) The hydraulic analysis of network shall be done. and also, whenever fire water demand increases due to addition of plant and facilities or extensive extension of network, fresh hydraulic analysis shall be carried out.
- (b) Fire water distribution ring (main) shall be sized for 120% of the design water rate. Design flow rates shall be distributed at nodal points to give the most realistic way of water requirements in an emergency.
- (c) Several combinations of flow requirements shall be assumed for design of network. For large water requirement for floating roof tank, the network around tank farm shall be suitably designed.

5.6.6 Fire hydrants:

Fire water hydrants shall be provided on the fire water network (**Refer paragraph 5.7 of these regulations for details**). Each of these connections should be provided with independent isolation valves. **Refer paragraph 5.7.1 of these regulations.**

5.6.7 Fixed water monitors:

Fixed water monitors shall be provided on the fire water network (**Refer paragraph 5.7 of these regulations for details**). Each of these connections shall be provided with independent isolation valves.

5.6.8 Layout:

- (a) Fire water mains shall not pass through buildings or dyke areas, foundations of equipment or structures.
- (b) Hydrants or monitors shall not be located inside the dyke area.

5.7 Hydrants and Monitors – Details:

5.7.1 Hydrants:

- (a) Hydrants shall be located keeping in view the fire hazards at different sections of the premises to be protected and to give most effective service. At least one hydrant post shall be provided for every 30 metre along the fire water header on perimeter of unit battery limit in case of hazardous areas. Hydrants protecting utilities and non-plant buildings should be spaced at 45 m intervals. The horizontal range and coverage of hydrants with hose connections shall not be considered more than 45 metre.
- (b) The hydrants shall be located at a minimum distance of 15 metres from the periphery of storage tank or hazardous equipment under protection. For process plants location of hydrants shall be decided based on coverage of all areas. In the case of buildings,

- this distance shall not be less than 5 metres and more than 15 metres from the face of building. Provision of hydrants within buildings shall be in accordance with IS - 3844.
- (c) Hydrants or Monitors should be located along road side berms for easy accessibility as far as possible. If hydrants or monitors are installed with branch connections, then, suitable approach pathway shall be provided from road or process area for access.
 - (d) Two nos. of single headed (Type-A) hydrants on 4" dia stand post shall be used. All hydrant outlets shall be situated at a workable height of about 1.2 metre above ground level.

5.7.2 Monitors:

- (a) Monitors shall be located at strategic locations for protection of cluster of columns, heaters, gasifiers, and like other devices and where it is not possible to approach the higher levels, a minimum of 2 monitors shall be provided for the protection of each such area. Water monitors for protection of heaters shall be installed so that the heater can be isolated from the rest of the plant in an emergency.
- (b) Water curtain nozzles should be installed to prevent ingress of hydrocarbon vapours to furnaces from Process Unit,
- (c) Monitors can be placed at elevated platform to increase its vertical reach to protect column. Operating valve for such monitors should be kept at grade level for its operation during the requirement.
- (d) Monitors shall be located to direct water on the object as well as to provide water shield to firemen approaching a fire. The monitors shall be installed at a minimum 15 m away from the equipment or facilities to be protected.
- (e) The requirement of monitors shall be established based on hazard involved and layout considerations.
- (f) The location of fixed HVLR monitors to be planned in such a way that the very purpose of these monitors is served and throw of the monitors is safely delivered at the aimed object. The location of monitors shall not exceed the horizontal range of the monitor from the hazard to be protected.
- (g) Monitors should be painted with luminous color for ease of identification during emergency.

5.7.3 Dry or Wet Risers with hydrants should be provided on each floor of technological structures.

5.7.4 Fixed or Mobile High Volume Long Range Water cum Foam Monitors:

- (a) Fixed or Mobile high volume long range water cum foam monitors (Capacity 1000 GPM and above) shall be provided. This can be a mobile system or a fixed system operated either manually or in remote mode.
- (b) The mobile HVLR monitors, if used, should be of variable flow type. The mobile firefighting system shall be designed to fight full surface fire of the largest floating roof tank in the installation. The foam logistic, water supply and like other devices shall be designed and available accordingly. Trained manpower to operate the mobile HVLR effectively shall be available round the clock.
- (c) Number and capacity of mobile monitor shall be such that the foam application rate from the monitors meet requirement of foam application rate (8.1 lpm/m²) for full surface tank fire of the largest floating roof tank in the installation as per NFPA-11.

- (d) Following criteria shall be followed for providing fixed HVLR monitors for tank farm area, namely:-
 - (i.) Fixed or mobile type variable flow monitors shall be provided in such ways that all the tanks in the installation are within the horizontal range of foam throw; and
 - (ii.) Number and capacity of monitor shall be provided in such a way that foam application rate from the monitors meets requirement of foam application rate (minimum 8.1 lpm/m²) for full surface tank fire as per NFPA-11.
- (e) For determining the total foam solution requirement, potential foam loss from wind and other factors shall be considered.

5.7.5 Fixed or Mobile High-Volume Long-Range Water Monitors:

- (a) Fixed or Mobile high-volume long-range water monitors (Capacity 1000 GPM and above) with variable flow shall be provided in-
 - (i.) Inaccessible areas such as column, reactor, ;
 - (ii.) in critical units such as CCRU, DHDS, HCU, Hydrogen, FCCU, DCU, CDU ; and
 - (iii.) critical equipment at higher locations (above 45 m.).
- (b) The aforesaid monitors shall be operated either in remote or manual mode. HVLR monitors shall be listed or approved by national or international certification such as BIS, UL or FM. The electrical or hydraulic remote-control mechanism shall be in line with Hazardous Area Classification.

5.7.6 Hose Boxes or stations:

Provision of hose boxes or stations should be given at critical locations for housing hoses and nozzles.

5.7.7 Water cum Foam monitors for Gantry area:

- (a) Tank Wagon and Tank Lorry loading or unloading gantry area shall be provided with alternate water cum foam monitors having multipurpose combination nozzles for jet, spray and fog arrangement and fire hydrants located at a spacing of 30 M on either sides of the gantry. These monitors shall conform to national or international certification such as BIS, UL or FM.
- (b) The provisions contained in clause (a) above are in addition to water spray requirement given in **5.9.2**.

5.8 Material Specifications:

5.8.1 All the materials required for firewater system using fresh water shall be of approved type as indicated below, namely:-

- (a) Pipes: Carbon Steel as per IS: 3589, IS: 1239 or Composite materials as per API 15LR, API 15 HR or its equivalent shall be used and-

- (i.) in case saline 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. The material selection for fire main line shall consider the quality or impurities in the water; and
 - (ii.) cast iron pipes shall not be used for fire water services.
- (b) Isolation Valves: Cast Steel valves shall be used in all areas including unit areas, offsite and fire water pump stations and isolation valves having open or closed indication shall be of rising spindle type and gate valves more than 16" should be provided with gear mechanism.
- (c) Hydrant:
 - (i.) Standpost: Carbon Steel.
 - (ii.) Outlet valves: Gunmetal or Aluminium Landing valves: Stainless Steel or Al-Zn Alloy or gun metal.
- (d) Monitors:
 - (i.) Water Monitors: Carbon Steel or Gun Metal; Stainless Steel or Anodised Aluminum.
 - (ii.) Nozzle: Stainless steel, brass or Anodised Aluminum.
 - (iii.) Fire Hose: Non-Percolating Flexible Fire Fighting Delivery Hose as per IS 636.
- (e) In case of underground mains, the isolation valves shall be located above ground as far as feasible otherwise in RCC or brick masonry chamber.
- (f) The above ground fire water mains and the fire hydrant standpost shall be painted with corrosion resistant "Fire Red" paint shade 536 of IS: 5.
- (g) Water monitor and hose box shall also be painted in "Fire Red" shade 536 of IS: 5.
- (h) Corrosion resistant paint shall be used in corrosion prone areas.

5.9 Fixed Water Spray System:

5.9.1 General:

It is a fixed pipe system connected to a reliable source of water supply and equipped with water spray nozzles for specific water discharge and distribution over the surface of area to be protected. The piping system is connected to the hydrant system water supply through an automatically or manually actuated valve which initiates the flow of water and-

- (i.) fixed water spray system should be provided in high hazard areas where immediate application of water is required; and
- (ii.) water supply patterns and their densities shall be selected according to need. Fire water spray system for exposure protection shall be designed to operate before the possible failures of any containers of flammable liquids or gases due to temperature rise. The system shall, therefore, be designed to discharge effective water spray within shortest possible time.

5.9.2 Water Spray Application Rates:

- (a) The following water spray application rates as specified in succeeding clauses of this paragraph are recommended for general guidance and these rates should be reviewed on case to case basis and be increased, if required. While calculating the water rates for spray application for cases other than tanks or vessels, the area should be divided into suitable segments so that maximum water requirement for spray application should not exceed 1200 m³/hr.
- (b) Application Area Water application rate:
 - (i.) Atmospheric Storage Tanks: 3 lpm/m² of tank shell area for tank on fire. 3 lpm/m² of tank shell area for exposure protection for tanks located within (R+30) M from centre of tank-on fire within the same dyke area.
 - (ii.) 1 lpm/m² of tank shell area for exposure protection for tanks located outside (R+30) metre from centre of tank on-fire within the same dyke area.
- (c) Pressure Storage Vessels : 10.2 lpm/m² of shell area Process Unit Area and-
 - (i.) Pumps or Compressors (Volatile product service): 20.4 lpm/m² ;
 - (ii.) Columns, Vessels, Exchangers and other Extremely hazardous area: 10.2 lpm/m²
- (d) C4 and Lighter ends pump house: 20.4 lpm/m² .
- (e) C4 and Lighter ends Tank Truck and Tank Wagon loading or Unloading gantries: 10.2 lpm/m² .
- (f) LPG Bottling plants:
 - (i.) Carousel machine 10.2 lpm/m²;
 - (ii.) Filled cylinder storage 10.2 lpm/m²;
 - (iii.) Empty cylinder storage 10.2 lpm/m²; and
 - (iv.) LPG cylinder cold repair Shed: 10.2 lpm/m²
- (g) Oil Tank Truck and Tank Wagon loading or unloading gantries: 10.2 lpm/m².
- (h) Transformers: 10.2 lpm/m².

5.10 Fixed Water Sprinkler System:

- 5.10.1 Fixed water sprinkler system is a fixed pipe tailor made system to which sprinklers with fusible bulbs are attached. Each sprinkler riser or system includes a controlling valve and a device for actuating an alarm for the operation of the system. The system is usually activated by heat from a fire and discharges water over the fire area automatically.
- 5.10.2 Sprinkler systems are used for fire extinguishment when the hazards located inside buildings.
- 5.10.3 Some of the examples being:
 - (a) Car parking in basement.

(b) Building or sheds storing combustible and flammable materials.

- 5.10.4 The water for sprinkler system shall be tapped from plant fire hydrant system, the design of which should include the flow requirement of the largest sprinkler installation.
- 5.10.5 The design flow for sprinkler installation would depend on the type of hazard and height of piled storage.
- 5.10.6 Minimum Design density and assumed area of operation of fixed water sprinkler system shall be in accordance with hazard area occupancies classification given in IS 15105 or NFPA 13.

5.11 Foam Systems:

5.11.1 Efficient and effective foam delivery system is a vital tool for its usefulness in controlling the fire.

5.11.2 Floating Roof Tank Protection Using Foam:

- (a) Protection using Semi-Fixed Foam System: For floating roof tank, foam shall be poured at the foam dam to blanket the roof's rim seal. Features of foam system for floating roof tank protection shall be as follows; namely:-
 - (i.) System shall be designed to create foam blanket on the burning surface in a reasonably short period;
 - (ii.) Foam shall be applied to the burning hazard continuously at a rate high enough to overcome the destructive effects of radiant heat;
 - (iii.) Foam makers or foam pourers shall be located not more than 24 m apart on the shell perimeter based on 600 mm foam dam height. The height of foam dam shall be at least 51 mm above the top of metallic secondary seal;
 - (iv.) A minimum of two foam pourers shall be provided.; and
 - (v.) In fixed roof tanks storing high-viscosity liquids in temperature above 93.3°C (200°F), fixed foam system need not be provided. However, such tanks shall be nitrogen or other inert gas blanketed.

5.11.3 Protection using Automatic Actuated Foam Flooding system:

- (a) Provision of an automatic rim-seal protection system of foam flooding type shall be in line with the details mentioned at **paragraph 5.3.4 of these regulations** and at Annexure-4.

5.11.4 Fixed Roof Tank Protection Using Foam

- (a) Foam conveying system shall have same features as of floating roof tank except that a vapour seal chamber is required before the foam discharge outlet.
- (b) Features of the foam system for fixed roof protection shall be as follows; namely:-

- (i.) The vapor seal chamber shall be provided with an effective and durable seal, fragile under low pressure, to prevent entrance of vapour into the foam conveying piping system;
- (ii.) Where two or more vapour seal chambers are required these shall be equally spaced at the periphery of the tank and each discharge outlet shall be sized to deliver foam at approximately the same rate;
- (iii.) Tanks should be provided with foam discharge outlets or vapour seal chambers as indicated below, namely:-

Tank Diameter in m.	Minimum number of foam discharge outlet
upto 20	2
>20 upto 25	3
>25 upto 30	4
>30 upto 35	5
>35 upto 40	6
>40 upto 45	8
>45 upto 50	10

; and

- (iv.) The estimation of number of foam discharge outlet is based on pourer capacity of 1000 lpm at a pressure of 7 kg/cm²g upstream of educator and this can be suitably adjusted for different vapour seal chamber capacity in accordance with **paragraph 5.11.2(a)(iii) of these regulations.**

5.11.5 Floating Cum Fixed Roof Tank Protection Using Foam:

- (a) Protection facilities shall be provided as required for fixed roof tank.
- (b) The foam system for fire fighting in geodesic roof tank having open vent shall conform to the provisions mentioned in the **paragraph 5.11.2 (a) of these regulations.** The foam system for fire fighting in gas tight geodesic roof shall conform to the provisions mentioned in the **paragraph 5.11.2 (a).**

5.11.6 Dyke Area, Spills or Oil Separator Protection Using Foam:

- (a) Portable monitors, Medium Expansion foam generator or foam hose streams shall be considered for fighting fires in dyke area, spills and oil separator.
- (b) The number and capacity of foam generator shall be arrived considering coverage of entire dyke area within 15 minutes of its application.

5.11.7 Foam Application Rate:

- (a) The minimum delivery rate for primary protection based on the assumption that all the foams shall reach the area being protected in the manner as indicated below in the succeeding clauses of this paragraph 5.11.7, namely:-
- (b) In determining total solution flow requirements, potential foam losses from wind and

- other factors shall be considered.
- (c) For cone roof tanks containing liquid hydrocarbons, the foam solution delivery rate shall be at least 5 lpm/m² of liquid surface area of the tank to be protected.
 - (d) For floating roof tanks containing liquid hydrocarbons foam solution delivery rate shall be at least 12 lpm/m² of seal area with foam dam height of 600 mm of the tank to be protected.
 - (e) In case of floating roof sinking, the rate considered should be 8.1 lpm/m² of liquid surface areas.

5.11.8 Duration of Foam Discharge:

- (a) The equipment shall be capable of providing primary protection at the specified delivery rates for the following minimum period of time; namely:-
 - (i.) Tanks containing liquid hydrocarbons - Class 'C' Petroleum :30 minutes:
 - (ii.) Tanks containing Class 'A' and Class 'B' Petroleum or liquids heated above their flash points :65 minutes; and
 - (iii.) Where the system's primary purpose is for spill fire protection :30 minutes.

5.11.9 Foam Quantity Requirement:

- (a) Calculation of foam compound storage should be based on the design criteria and as given below, namely:-
 - (i.) The aggregate quantity of foam solution for a single largest tank fire should be calculated as sum total indicated below under clauses (i), (ii) and (iii) of this paragraph 5.11.9(a) for a minimum period of 65 minutes. The quantity of foam compound required should be calculated based on 1%, 3% or 6% concentrate;
 - (ii.) Foam solution application at the rate of 5 lpm/m² for the liquid surface of the single largest cone roof tank or at the rate of 12 lpm/m² of rim seal area of the single largest floating roof tank or at the rate of 8.1 lpm/m² of the liquid surface of the largest floating roof tank for a roof sinking case, whichever is higher. (Refer Annexure-3 for sample calculation);
 - (iii.) One portable foam monitor of 2400 lpm foam solution capacity; and
 - (iv.) Two hose streams of foam each with a capacity of 1140 lpm of foam solution. A typical example showing calculation of foam compound requirement is given at Annexure - 2.

5.11.10 Foam Compound Storage:

- (a) Foam compound should be stored in containers of 200 or 210 litre capacity barrels or 1000 litre total in case of protein, FFFP, fluoroprotein or AFFF or AR-AFFF. Foam compound can also be stored in overhead storage tank of suitable capacity for quick filling of foam tender or nurser during emergency.
- (b) Type of foam compound used can be protein or fluoro-protein or AFFF or AR- AFFF. Minimum shelf life of foam compound shall be taken as per manufacturer's data.
- (c) Foam compound should be tested periodically for ensuring its quality and the deteriorated quantity replaced. The deteriorated foam compound can be used for fire training purposes.

- (d) Quantity of foam compound equal to 100% of requirement as calculated in Annexure - 2 shall be stored in the Installation, subjected to a minimum of 60,000 (20000 in case of 1% foam) litres. However, for installations having tankages larger than 60 m diameter, minimum of 77000 (~26000 in case of 1% foam) litres foam or foam sufficient to fight two major fires, whichever is more, should be stored.
- (e) In case of Gas Processing Plants, quantity of foam compound equal to requirement as calculated in Annexure 2 or 10000 Litres, whichever is higher, shall be stored in the installation (excluding that in foam tender).

5.12 Gaseous Fire Suppression System:

5.12.1 Clean Agent based Protection System for Control Room, SRR, UPS Room, Battery Rooms, Rack Rooms and Computer Room Protection:

- (a) Selection of Clean Agent and design of Fire protection system for process control rooms and SRR shall follow the applicable NFPA Standards on Clean Agent Extinguishing Systems. The clean agent shall comply with the requirements of the Ozone Depletion Substances Regulation and Control Rules, 2000, of the Central Government, in the Ministry of Environment and Forests.
- (b) Quantity and Storage of Clean Agent:
 - (i.) Each hazard area to be protected by the protection system shall have an independent system.
 - (ii.) The time needed to obtain the gas for replacement to restore the systems shall be considered as a governing factor in determining the reserve supply needed. 100% standby charge of clean agent containers shall be considered based on the largest hazard volume .
 - (iii.) Storage containers shall be located as near as possible to hazard area but shall not be exposed to fire.
 - (iv.) Storage containers shall be carefully located so that they are not subjected to mechanical, chemical or other damage.
 - (v.) Necessary approval of cylinder or Container shall be obtained from PESO in accordance with stipulated rules.

5.12.2 Carbon Dioxide Systems:

Fixed CO₂ systems shall be provided in Turbo generator enclosure, Gas turbine enclosure and like other enclosures. Fixed CO₂ system should be designed and installed in accordance with NFPA-12. Before the CO₂ flooding system is operated; persons in the confined area should be evacuated.

5.12.3 Water Mist Systems:

Water mist system shall comply with IS: 15519.

5.13 Dry Chemical Extinguishing System:

5.13.1 Recommended use:

- (a) Dry chemical powder extinguishing system can effectively be used on following hazards, namely:-
 - (i.) Electrical hazard such as transformers or oil circuit breakers;
 - (ii.) Combustible solids having burning characteristic such as naphthalene or pit which melts while on fire; and
 - (iii.) Class 'A', Class 'B', Class 'C' and Class 'D' fire using multipurpose dry chemical. Requirement for each item should be finalised while deciding design basis.

5.13.2 System Design:

- (a) Basic requirement of designing the dry chemical extinguishing system is to provide for sufficient quantity and rate of discharge depending upon the hazard.
- (b) System consists of dry chemical powder and expellant gas container assemblies of capacity sufficient for given hazard with distribution piping and discharge nozzles. System can be actuated manually or automatically on visual or automatic means of detection. Alarm and indication shall be provided to show that the system has operated and personnel response is needed.
- (c) Personnel safety shall include training, warning signs, discharge alarm, respiratory protection and prompt evacuation of personnel.
- (d) Following types of systems can be provided to protect a hazard; namely:-
 - (i.) Total flooding system;
 - (ii.) Local application system;
 - (iii.) Hand hose line system,; and
 - (iv.) Pre-engineered system.
- (e) (Refer NFPA-17 for limitations and precautions for use of dry chemical and for system design).

5.14 First Aid Fire Fighting Equipment:

5.14.1 Criteria to determine the quantity needed:

- (a) Portable fire-fighting equipment shall be provided in Refinery or Process plant as indicated in the following table, namely:-

Description	Norms or criteria to determine the quantity needed
(i) Dry chemical powder (DCP)* fire extinguishers - 9 kg capacity: IS:15683	While selecting the Extinguisher, due consideration should be given on the factors such as flow rate, discharge time and throw in line with IS: 2190 or UL711. Extinguisher to be located in process units, pump houses, pump area, LPG storage area, LPG bottling plant, Oil separator, tank truck or tank wagon loading areas, substations, Workshops, laboratory, power station buildings and like other locations. The number should be determined based on the maximum traveling distance of 15 M in above areas. At least one fire extinguisher shall be provided for every 250 m² of hazardous operating area.

Description	Norms or criteria to determine the quantity needed
	There shall be not less than two extinguishers at one designated location that is to say pump house.
(ii) Dry chemical powder fire extinguishers 25,50 or 75 kg capacity: IS:16018	The extinguishers with the selection criteria, for example flow rate, discharge time and throw mentioned as above, to be located in critical operating areas. At least one fire extinguisher should be provided for every 750 m ² of hazardous operating area.
(iii) CO ₂ extinguishers 4.5, 6.5, 9.0 or 22.5 kg capacity (IS:15683 or 16018)	To be located in substations, power stations, office building and control room. The number should be determined based on the maximum traveling distance of 15 metre. At least one fire extinguisher shall be provided for every 250 m ² of hazardous operating area. There shall not be less than 2 nos. extinguishers at one designated location that is to say the control room.
(iv) Portable clean agent extinguishers	This should be as an alternate to CO ₂ extinguisher. To be located in control rooms, computer rooms, laboratories and office buildings.
(v) Portable water-cum-foam monitor	Minimum 2 number for Petroleum refinery and 1 number for Gas Processing Plant.
(vi) Steam lancers (as a part of utility station)	For fighting incipient fires at flange leakages and hot pumps.
(vii) Rubber hose reel (25mm)	To be located in Process unit battery limits and other process areas for quenching of incipient fires.

5.14.2 Other firefighting Equipment and in-built safety features:

- (a) Additionally, following items shall also be provided and the number of units required for these shall be decided by the entity, on case-to-case basis, namely:-
 - (i.) Thermal imaging Camera: As an aid to the fireman during firefighting operation to locate the seat of the fire and to facilitate search and rescue operation in smoky area that is to say cable gallery;
 - (ii.) Personal Protective Equipment required during Fire Fighting such as Water gel based blanket, Fire Proximity Suit, Self-contained breathing apparatus, Airline breathing apparatus, Safety Helmets, Fire Helmets, Stretcher, First Aid box, Rubber hand gloves, canister mask.; and
 - (iii.) Other Equipment such as Portable Gas detectors, Explosive meter, Oxygen meter, Hand operated siren, Red or Green Flag for fire drill, Safe walk roof top ladder, emergency lighting, portable mega phone, various leak plugging gadgets, oil dispersants and oil adsorbents and lifting jacks (for rescue of trapped workers).

5.15 Mobile Fire Fighting Equipment:

5.15.1 Fire Tenders:

- (a) The exact number of fire tenders shall be higher of the as specified in Clause of this paragraph 5.15.1 (b) or (c).
- (b) The quantities firmed up in each case based on two simultaneous major fires taking into consideration the size, location of the plant and statutory requirements.
- (c) The quantities shall be as indicated below, namely:-
 - (i.) 3 nos. of foam tenders out of which two are for firefighting and one for spill or standby. The foam tender should have foam tank capacity of minimum 3000 litre and the pump capacity of minimum 4000 lpm at 10 kg/cm²;
 - (ii.) One ²³[4000 kg capacity] DCP tender having ²⁴[two vessels of] 2000 kg capacity each with Nitrogen as expellant gas. These are required for fighting LPG or Gas fires. DCP monitor should have a variable throw. The throw of the monitor shall be 40 to 50 M for the DCP charge; and
 - (iii.) For Gas Processing Units minimum 2 nos. of foam tenders shall be provided. The foam tender should have foam tank capacity of minimum 1000 litre and the pump capacity of minimum 4000 lpm at 8.5 kg/cm².
- (d) Considering the varied hazards and better utilization of DCP tender, vehicle may also be provided with Water, Foam or their combination, taking consideration of vehicle tonnage and specification of Water or Foam Fire Tender.

5.15.2 Other Mobile Equipment:

- (a) For refineries, in addition to fixed monitors provided in the tank farm, following additional mobile equipment should be provided; namely:-

²³ Subs. by sub-clause (iii) (g) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

²⁴ Subs. by sub-clause (iii) (g) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- (i.) Minimum 2 nos. of foam tank trailers with field adjustable variable flow water cum foam monitors having foam tank capacity of 500-1000 litres and monitors capacity of minimum 1000 GPM which are listed or approved by national or international standards such as BIS, UL, FM;
 - (ii.) Minimum 2 numbers of Trolley mounted water cum foam monitors of capacity of minimum 2000 GPM with field adjustable variable flow which are listed or approved by national or international standards such as BIS, UL, FM and UL or FM listed or approved. Foam induction to the monitor shall be possible from minimum 60M distance from the monitor; and
 - (iii.) 1 to 2 numbers of Foam Nurser (that is to say Trailer mounted foam compound supply tank) with foam compound tank of 7000 – 16000 litre capacity with suitable pump for foam transfer.
 - (iv.) 1 to 2 numbers of *portable* or trailer fire pumps of capacity ranging from 1800 to 2250 lpm at discharge pressure of 7 kg/cm² g.
- (b) For Gas processing plants, in addition to fixed monitors provided in the tank farm, following additional mobile equipment should be provided; namely:-
- (i.) Minimum 2 nos. of Trolley mounted water cum foam monitors of capacity of minimum 2000 GPM with field adjustable variable flow which are listed or approved by national or international standards such as BIS, UL, FM and UL,FM listed or approved. Foam induction to the monitor shall be possible from minimum 60 m distance from the monitor;
 - (ii.) 1 to 2 numbers. of portable fire pumps of capacity ranging from 1800 to 2250 lpm at discharge pressure of 7 kg/cm²g.

5.15.3 Other Fire Fighting Equipment:

- (a) Following other firefighting equipment shall be provided; namely:-
- (i.) Emergency rescue equipment such as cutters, expanders, inflatable lifting bags, leak pads, protective clothing, breathing apparatus, trolley mounted BA set.
 - (ii.) Fire Hoses: IS 636;
 - (iii.) The hose length which shall be calculated as follows; namely:-
 - (I) For installation with hydrants upto 100 numbers: One 15 metres hose length per hydrant.
 - (II) For installation with more than 100 hydrants,-
 - (A) One 15 m hose length per hydrant, for the first 100 hydrants; and,
 - (B) One 15 m hose length for every 10 hydrants above 100;

- (iv.) The hose length so calculated shall be suitably divided into hose lengths of 15 m, 22.5 m or 30 m. of the total requirement of the hoses and-
 - (I) fire jeeps with two way radio communication facility and towing facility; and
 - (II) one ambulance fitted with medical aid and suitable arrangements. The ambulance should have life support system capabilities;
 - (III) other accessories, foam making branch pipes, nozzles, and like other devices as per requirements; and
 - (IV) higher size hoses of suitable length for feeding large capacity mobile monitors, wherever provided.
- (b) In addition to above, provision of following equipment should also be considered, namely:-
 - (i.) Suitable equipment for fighting high elevation fires;
 - (ii.) Multipurpose firefighting skid should be used as a single self-sufficient unit of having capacity of discharging foam, water or water mist and DCP and thus performing multiple functions effectively, individually or together, saving power and time in combating a fire. Such a Multipurpose firefighting skid should be used in lieu of one foam tender or DCP tender;
 - (iii.) Fire Protection using new technologies such as Infrared (IR) Camera and Artificial Intelligence(AI) may be explored.

5.16 Storage of Fire Fighting Agents:

5.16.1 The following quantities of firefighting agents shall be stored in the Refinery as given below in the table, namely:-

Sr. No	Description	Quantity to be stored
(i)	Dry chemical powder: Reaction product of urea and Potassium bicarbonate based DCP powder or Potassium bicarbonate DCP powder or Mono-ammonium phosphate based DCP powder. The DCP product shall be approved or listed by national or international standards such as BIS, UL, EN. The DCP powder shall have compatibility with fire fighting foams.	4000 kg for the DCP tender plus 500 kg for additional requirement. This is in addition to the charge loaded on tender.
(ii)	Potassium bicarbonate DCP powder or Mono-ammonium phosphate based DCP powder for recharging of fire extinguishers. The DCP product shall be approved or listed by national or international standards such as BIS, UL, EN.	As required based on shelf life. However, minimum 10% of the total charge in the extinguishers should be maintained.
(iii)	Foam compound	The minimum foam compound storage shall be the quantity as calculated in accordance with paragraph 5.11.9 of these regulations.

5.17 Detection System and Alarm:

- 5.17.1 A Fire and Gas (F and G) detection system shall be provided in the refineries and gas processing plants to detect and alert the occurrence of the any of below incident at an early stage; namely:-
- (a) Fire;
 - (b) Flammable gas leakage;
 - (c) Toxic gas leakage; and
 - (d) Presence of smoke.
- 5.17.2 The Fire and Gas detection system and Alarm system will be designed as national or international standards such as NFPA 72 or IS 2189.
- 5.17.3 A, F and G detection system should be used to initiate the following functions either automatically or manually, namely:-
- (a) Audible and visual alarms or messages in the control room or in the plant;
 - (b) Starting of firefighting or mitigation equipment, such as fire water pumps, water spray, gas suppression systems and fog systems.;
 - (c) Automatic closure of air ventilation inlets, shutdown of HVAC systems and like other process; and
 - (d) Personnel evacuation systems (such as barriers and howlers).
- 5.17.4 The quantity, type and location of F and G detectors should be determined by an assessment of the following; namely:-
- (a) Dispersion study report;
 - (b) Limits of equipment congestion;
 - (c) Potential leak sources and areas where accumulation of gas may be likely or particularly hazardous;
 - (d) Properties of process fluids (such as composition, volatility, phase, temperature, pressure); and
 - (e) Forced or natural draft ventilation patterns, wind speed and wind direction.
- 5.17.5 The location of gas detectors should depend on the type of gas generated by the fluid being handled. For gases which are lighter than air, gas detectors shall be mounted at a suitable height accordance with manufactures recommendations and for gases heavier than air detectors shall be located at low elevations.
- 5.17.6 The following areas shall be provided with hydrocarbon gas detectors; namely:-
- (a) Light C4 and Lighter ends hydrocarbon pumps equipment (Such as pumps, compressors, storage vessels, loading and unloading areas) in process units;
 - (b) Process cooling tower top platform in the units having pressurized cooling water return;
 - (c) Fuel gas knock out drum;
 - (d) Suction side of forced draft air blowers if located where hydrocarbon vapours can be present.
 - (e) Light hydrocarbon pump stations, if located below grade level;
 - (f) LPG bulk wagon loading area;

- (g) LPG bottling, storage and repair sheds; and
- (h) Air-intake point for control room.

5.17.7 The exact location and number of points should be decided based on consequence or dispersion analysis. Following areas shall be provided with Smoke, Flame or Heat detectors with alarm or system to actuate relevant fire suppression system, namely:-

- (a) C4 and Lighter ends spheres;
- (b) LPG filling sheds;
- (c) C4 and Lighter ends pumps or compressors; and
- (d) C4 and Lighter ends loading or unloading, both in tank truck and tank wagon gantry.

5.17.8 Hydrocarbon detectors shall be installed near all potential leak source of class-A petroleum products. such as tank dykes, tank manifolds, pump house manifold, tank truck and tank wagon gantry.

5.17.9 Hydrocarbon detector of proper type shall be selected and also shall be proof tested and shall be maintained in good condition and-

- (a) Additionally, following areas should also be provided with suitable detectors, namely:-
 - (i.) Extremely hazardous area in process units;
 - (ii.) Computer room, Server room, Process control rooms and Record room;
 - (iii.) Unmanned electric substations or MCC rooms;
 - (iv.) Cable galleries; and
 - (v.) Chemical Storage.
- (b) Toxic Gas Detection:
 - (i.) Toxic gas detectors shall be installed if the risk is applicable. Toxic gas detectors shall be mounted taking into account the prevailing wind direction and wind speed; and
 - (ii.) Additionally, Toxic gas sensors shall be installed to monitor HVAC air intakes to buildings that could be affected in the event of flammable or toxic release in the surrounding area.
- (c) Calibration of Detectors:

The calibration using the appropriate test gas should be carried out once in six months or as per manufacturer's specification.
- (d) Functional Operability of Detectors:

The operability of all type of detectors should be tested once in three months.

5.17.10 Portable Gas Detectors:

Portable gas detectors in sufficient number shall be available to monitor gas presence as and when required which are very useful in determining gas presence before issuing work permits.

Approvals: The detector shall be suitable for use in hazardous area with certification from any National or International standard.

5.17.11 Communication System:

- (a) Effective communication is an essential element in the fire protection system of any plant. The following communication systems should be provided in the Refinery or Process plants.
- (b) Telephone:
 - (i.) Fire Station Control Room shall be provided with 2 numbers of internal telephones which are exclusively meant for receiving fire or emergency calls only. These phones should have facilities for incoming calls only. For general communication a separate telephone should be provided. Fire Station should also have a direct P and T telephone. Hot line or telephone for contacting mutual aid parties, shall be provided.
- (c) Public Address System:

Public address system should be connected to all control rooms, administration building (all floors), all departmental heads, security.
- (d) A.R.P. (Air Raid Protection) System or Paging:

Air raid communication system (with civil defence) should be provided. The details of such a system should be worked out in association with civil defence authorities of the area. Alternatively, group communication system (all call system) or alpha numerical pager system should be considered for group emergency communication.
- (e) Emergency Sirens:
 - (i.) The Emergency sirens should be located suitably to cover the whole area with the operational control in the Fire station control room. These should be tested at least once in a week to keep them in working condition.
 - (ii.) Emergency siren code should be as follows, namely: -
 - (I) Emergency Level I – The siren code for Level I shall be decided by Entity depending upon the size and complexity of installation;
 - (II) Emergency Level II - A wailing siren for two minutes;
 - (III) Emergency Level III - Same type of siren as in case of Level II but the same will be sounded for three times at the interval of one minute that is to say. (wailing siren 2 minutes + gap 1 minute + wailing siren 2 minutes + gap 1 minute + wailing siren 2 minutes) and the total duration of disaster siren to be eight minutes.
- (f) Walkie-Talkie or Wireless:

All the Fire Tenders shall be provided with a walkie-talkie or wireless system which will help in communicating with the people in case the other system fails. Besides, key personnel coordinating emergency operations should also be provided with walkie-talkie.
- (g) Fire Alarm System:

- (i.) The fire alarm systems includes manual call points (break glass), automatic gas, smoke or heat detectors, release and inhibit switches for fire suppressing clean agent and conventional or microprocessor based data gathering panels for example central fire and gas alarm panel, CCTV mimic panels and associated equipment.
- (ii.) Manual Call Points shall be provided at suitable locations such as access point, approach roads, walkways to cover the critical areas. These manual call points activate the audio-visual alarm in the Central fire alarm panel installed in ²⁵[the fire station and in the repeater panel installed in the respective area control rooms. The location of these manual call points shall be conspicuously marked for proper identification.]

5.18 Inspection and Testing of Fire Protection System:

5.18.1 The fire protection equipment shall be kept in good operating condition all the time and the fire fighting system shall be periodically tested for proper functioning and logged for record and corrective actions. In addition to routine daily checks or maintenance, the following periodic inspection or testing, as specified in paragraph 5.18.2 to paragraph 5.18.9 of these regulations, shall be ensured.

5.18.2 Fire Water Tank, Reservoir or Foam Tanks:

- (a) Above ground fire water tanks should be inspected externally once in 5 years and internally once in 15 years.
- (b) The water reservoir shall be emptied out and cleaned once in 5 years. However, floating leaves, material or algae, if any shall be removed once in 12 months and as and when required prior to it. A monthly inspection of the reservoirs shall be carried out by a responsible officer to ensure that the reservoirs are constructionally sound and there is no seepage or leakage from any portion. During such inspection, any accumulation of mud, sand, weeds and other undergrowth, which can reduce the capacity of the reservoir and obstruct free flow of water, shall be recorded. The required remedial action shall be taken. Before emptying any reservoir for cleaning or repairs, the other compartment or reservoirs shall be kept full and duly connected to the system.
- (c) The foam tanks shall be inspected every 3 years externally and shall undergo internal inspection every 10 years.

5.18.3 Fire Water Pumps:

- (a) A weekly test of fire pump assemblies shall be conducted. A valve installed to open as a safety feature shall be permitted to discharge water and-

²⁵ Subs. by sub-clause (iv) (g) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

- (i.) Fire pumps are allowed to start automatically monthly;
 - (ii.) Electric pumps are tested weekly for a minimum of 10 minutes;
 - (iii.) Diesel pumps are tested weekly for 30 minutes; and
 - (iv.) The automatic controls of the fire pumps are checked monthly.
- (b) All pumps are tested annually to ensure that they –
- (i.) meet their rated flow capacity; and
 - (ii.) furnish not less than 150 percent of rated capacity at not less than 65 percent of rated pressure.

5.18.4 Fire Water Ring Main

- (a) The ring main should be checked once a year for leaks and like other deficiencies by operating one or more pumps with the hydrant points kept closed as required to get the maximum operating pressure;
- (b) The ring main, hydrants, monitors, valves should be visually inspected every month for any pilferage, defects and damage;
- (c) All fire main valves should be checked for operation and lubricated once in six months for fresh water and once in three months for saline or ETP water;
- (d) Thickness survey and inspection of Firewater header should be done once in three years; and
- (e) Segment - wise flushing of main header should be done once a year.

5.18.5 Fire Water Spray System:

- (a) Fixed water cooling spray systems on storage tanks should be tested at least once in six months.
- (b) Deluge systems on LPG spheres and bullets should be tested at least once in every three months, for proper performance.
- (c) Operation of ROVs should be checked once in three months.

5.18.6 Fixed or Semi-Fixed Foam System:

- (a) Foam system on storage tanks should be tested once in 12 months. This testing shall include the testing of foam maker or chamber.
- (b) The foam chamber should be designed suitably to facilitate testing of foam discharge outside the cone roof tank.
- (c) Piping should be flushed with water after testing foam system.

5.18.7 Clean Agent Based Extinguishing System:

- (a) The systems should be checked, in the manner as given below, namely: -
 - (i.) Agent quantity and pressure of refillable containers should be checked, six monthly; and
 - (ii.) The complete System should be inspected for proper operation once every year [Refer NFPA Standard 2001 (latest edition) for details of inspection of various systems].

5.18.8 Mobile Fire Fighting Equipment and Accessories:

- (a) Foam tenders should be tested at least once a week. This testing should include running of pump and foam generation equipment.
- (b) All other mobile equipment should be checked, serviced and periodically tested under operating conditions, at least once a month.
- (c) Trailer mounted and portable fire pumps should be test run at least once a week.
- (d) DCP tender should be visually inspected every week for its performance assurance.
- (e) Records shall be maintained of all maintenance, testing and remedial or corrective actions taken wherever necessary.

5.18.9 DCP, CO₂ or Foam Type Fire Extinguishers:

Inspection and testing frequency and procedure should be in line with IS 2190.

5.18.10 Communication System:

Fire sirens should be tested at least once a week. Testing of Manual call points should be carried out as per manufacturer's specification.

5.19 Fire Protection Training:

5.19.1 All the plant personnel shall be trained on fire prevention and firefighting aspects. Fire-fighting skill upgradation or refresher training shall be given periodically. The fire crew belonging to the firefighting department shall be given intensive training for the use of all equipment and in various firefighting methods for handling different types of fires. The training of the fire personnel using digital technologies such as VR (Virtual Reality) or AR (Augmented Reality) should be explored.

5.19.2 A fire training ground with the following minimum training facilities should be set up, namely:-

- (a) Trench fire simulation facilities;
- (b) A small open top tank fire simulation facility;
- (c) Pan fire simulation facility;
- (d) Pipeline flange leak fire simulation facility; and
- (e) A smoke chamber for breathing apparatus drill.

5.19.3 A mock fire drill should be conducted once in three months to rehearse the fire emergency procedure and to keep the firefighting team trained and alert and facilities in top order.

5.20 Fire Station or Control Room:

5.20.1 The location and construction of control room should be suitable for following activities, namely:-

- (a) Location

- (i.) Fire station should be located at minimum risk area. It should be spaced at a safe distance from any process plant and other hazardous areas;
 - (ii.) When planning for new fire station, adequate land should be provided for parking and maneuvering of fire appliances and access and exits of the building should not be obstructed by other vehicles;
 - (iii.) Fire station control room should be close to parking bay for fire appliances and should have good view of vehicles parked.
- (b) Communication:
- (i.) Reliable communication system is a must for supporting effective fire service department. operations.
 - (ii.) Following equipment should be available in the Control Room, namely:-
 - (I) Telephones ;
 - (II) Wireless sets or walkie-talkie (with a dedicated frequency) ; and
 - (III) Hotlines to neighbouring industries or civil Fire Brigade.
 - (iii.) Fire Alarm system with central control in fire station.
- (c) General:
- (i.) Fire Station should have 2 overhead storage tanks for foam compound storage, so that during emergency refilling is not delayed.
 - (ii.) Control room should have portable emergency lights.
 - (iii.) Fire Station should have prominently located pressure gauge showing fire water network pressure.
 - (iv.) Emergency power supply shall be ensured for Fire Station and Fire water Pump House.

5.21 Passive Fire Protection Measures or Other Safety Measures:

5.21.1 Although adequate fire protection is provided in an installation, Passive fire protection measures as indicated below should be adopted, wherever required, namely:-

- (a) Fire Proofing of structural members;
- (b) Spark Arresters and Flame Arresters;
- (c) Fire Separation Walls in concealed space, Electrical Substation, transformer yard, bays or cable galleries;
- (d) Fire Seals in underground sewer system or Flare Knock out Drums;
- (e) Impounding Basins or Dyke Walls;
- (f) Lightning Arresters;
- (g) Pressurisation of Enclosure;
- (h) Venting Facilities of process equipment;
- (i) Electrical Relays and Fuses, earth leakage circuit breakers, neutral current circuit breaker;
- (j) Fire retardant coatings and tapes for cables;
- (k) Fire resistant low smoke insulation cable;
- (l) Flame proof and flame resistant electrical enclosure;

- (m) Insulation of hot surfaces;
- (n) Addition of safety system;
- (o) Fire proofing of critical valves;
- (p) Double block and bleed arrangement for positive isolation of equipment for maintenance;
- (q) Safety Shower for chemical handling and storage facility;
- (r) Magnetic type level gauges instead of glass or block flow valve in case of glass break;
- (s) Close sample points for Hydrocarbon and toxic services; and
- (t) Provision of double NRV dissimilar NRV for nitrogen to process connection.

Annexure-1

1.0 Example for Calculation of Fire Water Flow Rate:

1.1 Design Basis:

- 1.1.1 The fire water system in an installation shall be designed to meet the fire water flow requirement to fight two major fires simultaneously.

1.2 Fire Water Demand:

- 1.2.1 Various areas which can be under fire shall be considered and fire water demand for each area shall be calculated based on design basis.

1.2.2 Floating Roof Tanks Protection:

- (a) Data:
 - (i.) Total storage capacity in one dyke area = 1,20,000 m³ numbers of tanks = 2.
 - (ii.) Capacity of each tank = 60,000 m³, Diameter of each tank = 79 m, Height of each tank = 14.4 m.
- (b) Cooling water requirement:
 - (i.) Cooling water rate @ 3 lpm/ m² of tank shell area for tank on fire.
 - (ii.) Cooling water required = $(\pi \times 79 \times 14.4 \times 3)$ lpm = 10,726 lpm = 644 m³/hr.
 - (iii.) Assuming that second tank is located within the tank dyke at a distance more than 30 metres from the tank shell, therefore, in such case cooling water required at the rate of 1 lpm/m² of tank shell area shall be 215 m³/hr. Total cooling water = 859 m³/hr.
- (c) Foam water requirement for rim seal area:

- (i.) Water flow required for applying foam on a largest tank burning surface area. For floating roof tank of 79 m diameter,
 Diameter of the tank (D1) = 79 m Distance of foam dam from shell = 0.8 m,
 Diameter of roof up to foam dam (D2) = 79- (2 x 0.8) = 77.4 m the rim seal area = $((\pi /4) \times (79^2 - 77.4^2)) \text{ m}^2 = 197 \text{ m}^2$,
 Foam solution rate @ 12 lpm/ $\text{m}^2 = 2,364 \text{ lpm}$ (For 3% foam concentrate) = $(0.97 \times 2364) \text{ lpm} = 2293 \text{ lpm} = (2293 \times 60)/1000 \text{ m}^3/\text{hr} = 138 \text{ m}^3/\text{hr}$

Note-1: These are sample calculations only. Calculations on the basis of actual site conditions and dimensions need to be carried out for each installation as per guidelines provided in paragraph 5.4.3 of these regulations.

- (d) Fire water for supplementary hose stream based on 4 hydrant streams + 1 High-Volume Long-Range water monitor.

$$4 \times 36 \text{ m}^3/\text{hr} + 1 \times 228 \text{ m}^3/\text{hr} = 372 \text{ m}^3/\text{hr}$$

- (e) Total water required:
 (i.) Tank cooling $859 \text{ m}^3/\text{hr}$ Foam application $138 \text{ m}^3/\text{hr}$,
 (ii.) Supplementary stream $372 \text{ m}^3/\text{hr}$, Total $1369 \text{ m}^3/\text{hr}$.

1.2.3 Cone Roof Tanks Protection:

- (a) Data:
- (i.) Total storage capacity = $50,000 \text{ m}^3$.
 - (ii.) Number of tanks = 4 with $12,500 \text{ m}^3$ capacity each. Diameter of each tank = 37.5m.
 - (iii.) Height of each tank = 12 m.
- (b) Cooling water requirement:
- (i.) Cooling water rate = 3 lpm/ m^2 of tank shell area for tank-on-fire Cooling water required = $\pi \times 37.5 \times 12 \times 3 = 4243 \text{ lpm} = 255 \text{ m}^3/\text{hr}$

- (ii.) Cooling water required for other tanks at the rate of 3 lpm/ m² of shell area for tanks falling within (R+30) metre from centre of tank on fire, = 3 x 255 m³/hr= 765 m³/hr.
- (iii.) Total cooling water rate = (255 + 765) m³/hr= 1020 m³/hr
- (c) Foam water requirement (for 1 tank only) @ 5 lpm/ m²-
 - (i.) Foam solution rate = $\frac{\pi \times (37.5)^2 \times 5}{4}$ = 5525 lpm
 - (ii.) For 3% foam concentration = (5525 x 0.97) lpm= 5359 lpm= 322 m³/hr
- (d) Fire water for supplementary hose stream = 372 m³/hr
- (e) Total water required:
 - Tank cooling = 1020 m³/hr ,
 - Foam application = 322 m³/hr,
 - Supplementary stream (including 2 HVLR) = 372 m³/hr,
 - Total 1,714 m³/hr.

1.3 LPG Spheres Area Protection:

- (a) Data:
 - (i.) Number of sphere in one area = 3 Diameter of each sphere = 17 m.
- (b) Cooling water requirement:
 - (i.) Water rate for cooling = ($\pi \times 17^2 \times 10.2$) lpm= 9,265 lpm= 556 m³/hr
 - (ii.) Considering other 2 spheres located within = (3 x 556) m³/hr;
 - (iii.) (R+30) M from centre of sphere and fire cooling water rate for 3 spheres = 1668 m³/hr,
- (c) Hose stream requirement (including 1 HVLR) = 372 m³/hr,
- (d) Total water requirement = 2040 m³/hr.

1.4 LPG Rail Wagon Loading Gantry Protection:

- (a) Data:

- (i.) Total Number of loading points = Conventional or BTPN.
 - (ii.) Width of Tank wagon gantry = 12 m.
- (b) Cooling water requirement:
- Divide total area of gantry into equal segments such that each segment measuring 15 m X 12 m and consider 3 segments operating at a time.
- Water rate required = $(3 \times 15 \times 12 \times 10.2) \text{ lpm} = 5508 \text{ lpm} = 330 \text{ m}^3/\text{hr}$
- Water Requirement for supplementary Hose:
- Water for 4 single hydrant streams = $4 \times 36 = 144 \text{ m}^3/\text{hr}$., Water for 1 monitor stream (HVLR) = $1 \times 228 = 228 \text{ m}^3/\text{hr}$., Total water requirement = $372 \text{ m}^3/\text{hr}$.
- (c) Total water flow rate for gantry protection:
- Gantry cooling = $330 \text{ m}^3/\text{hr}$.,
- Supplementary hose requirement = $372 \text{ m}^3/\text{hr}$.,
- Total = $702 \text{ m}^3/\text{hr}$.

1.5 Process Unit Protection:

1.5.1 For process unit protection in case of fire, water is to be applied using fixed water monitors and hose lines.. In case of large size unit block, fire zoning of the unit into different zones is required to optimize the fire water demand. These zones shall be separated by providing 30 metre separation distance in between. Three following alternatives are considered for fire water rate, namely:-

- (a) Alternate-I:
- (i.) Total unit area = $120 \times 80 \text{ m}^2$,
 - (ii.) Consider water rate @ $1 \text{ lpm}/\text{m}^2$ on area basis, Water rate = $(9600 \times 1) \text{ lpm} = 576 \text{ m}^3/\text{hr}$,
 - (iii.) Water for supplementary hose stream (including 1 HVLR) = $372 \text{ m}^3/\text{hr}$, Total water rate = $948 \text{ m}^3/\text{hr}$
- (b) Alternative – II:
- Consider a $10\text{m} \times 10\text{m}$ portion of process unit area on fire. Provide water cover over an area of $30\text{m} \times 30\text{m}$ at the rate of $10.2 \text{ lpm}/\text{m}^2$,
- Water rate = $(900 \times 10.2) \text{ lpm} = 9180 \text{ lpm} = 551 \text{ m}^3/\text{hr}$
- Water for supplementary hose stream (including 1 HVLR) = $372 \text{ m}^3/\text{hr}$ Total water rate = $923 \text{ m}^3/\text{hr}$.
- (c) Alternate – III:

Water required for portion of unit area provided with fixed spray system (Extreme Hazardous Area),

Area assumed = 1000 m² Water rate = 10.2 lpm/ m²,

Cooling water required = 10200 lpm= 612 m³/hr

Water for supplementary hose stream (including 1 HVLR) = 372 m³/hr Total cooling water required = 984 m³/hr

1.5.2 Considering the maximum water under Alternative I, II and III Design flow rate = 984 m³/hr

**1.6 Fire water calculation for full surface fire on largest floating roof tank (roof sinking case)
:Treated as a single contingency:**

1.6.1 Data:

Total storage capacity in one dyke area = 120,000 m³ Number of tanks = 2,

Capacity of each tank = 60,000 m³ Diameter of each tank = 79 m Height of each tank = 14.4 m.

1.6.2 Cooling water requirement:

Cooling water rate @ 3 lpm/ m² of tank shell area for tank-on-fire

Cooling water required = $\pi \times 79 \times 14.4 \times 3 = 10726$ lpm= 644 m³/hr

Assuming that second tank is located within the tank dyke at a distance more than 30M from the tank shell,

Then, cooling water requirement @ 1 lpm/ m² of tank shell area shall be 215 m³/hr,

Total cooling water = (644 + 215) m³/hr= 859 m³/hr

1.6.3 Water requirement in foam application:

Foam Application Rate: 8.1 lpm,

Foam Solution Requirement = $((\pi \times 79 \times 79) / 4 \times 8.1)$ lpm= 39720 lpm= 2383 m³/hr,

Water required for the foam solution = 97% x 2383 m³/hr
= 2312 m³/hr refer Note-2.

1.6.4 Fire water for supplementary hose stream based on 4 hydrant streams + 1 High-Volume Long-Range water monitor.

4×36 m³/hr + 1×228 m³/hr = 372 m³/hr.

1.6.5 Total water required:

Tank cooling 859 m³/hr,

Foam application 2312 m³/hr (Plus requirement for foam losses as per Note-2)

Supplementary stream $372 \text{ m}^3/\text{hr}$,
Total $3543 \text{ m}^3/\text{hr}$,
Say, Total water requirement = $3550 \text{ m}^3/\text{hr}$ (Plus requirement for foam losses as per Note-2).

1.7 Total Design Fire Water Rate:

1.7.1 For two major fire fought simultaneously Fire water rates for 5 cases are given below; namely:-

- (a) Floating roof tank protection = $1369 \text{ m}^3/\text{hr}$,
- (b) Cone roof tank protection = $1714 \text{ m}^3/\text{hr}$,
- (c) LPG sphere protection = $2040 \text{ m}^3/\text{hr}$,
- (d) LPG rail wagon loading gantry = $702 \text{ m}^3/\text{hr}$ Protection, and
- (e) Process unit protection = $984 \text{ m}^3/\text{hr}$.

Note-2: Potential foam losses from wind and other sources to be added to this value as per design requirements. These losses are not considered in this typical calculation sheet.

1.7.2 For fighting the above two major fires simultaneously, the design firewater rate is the sum of the two highest water rates i.e.-

- (a) Design fire water rate = $2040 \text{ m}^3/\text{hr} + 1714 \text{ m}^3/\text{hr}$
= $3754 \text{ m}^3/\text{hr}$,
Say = $3750 \text{ m}^3/\text{hr}$.

1.7.3 For full surface fire of largest floating roof tank (Roof sinking case):

- (a) Total firewater flow rate required as per typical calculations shown at **1.6.5(Annexure I)** is $3550 \text{ m}^3/\text{hr}$. (Plus requirement for foam losses as per Note-2),

1.7.4 The design Firewater rate shall be highest of above 1.7.2 or 1.7.3.

Note: Full surface fire of a floating roof tank roof sinking case being a remote possibility, it is considered as a single largest contingency for the purpose of arriving at design fire water requirement.

Note-2: Potential foam losses from wind and other sources to be added to this value as per design requirements. These losses are not considered in this typical calculation sheet.

Annexure - 2

1.0 Example for Calculation of Foam Compound Requirement:

1.1 Cone Roof Tank Protection:

1.1.1 Data:

- (a) Total Storage capacity in one dyke area = 50000 m^3 Number of tanks = 4,
- (b) Diameter of each tank = 37.5 m,
- (c) Height of each tank = 12 m.

1.1.2 The quantity of foam compound shall be calculated as follows; namely:-

- (a) Consider foam solution application @ 5 lpm/ m² for the liquid surface of the single largest cone roof tank in the dyke area.

$$\text{Solution Rate} = (\pi \times (37.5)^2 \times 5) / 4 = 5525 \text{ lpm}$$

- (b) Foam compound required (3%) = $(5525 \times 3 / 100)$ lpm
= 166 lpm,

- (c) Foam compound quantity for 65 minutes = 166×65
= 10,790 litre.

1.1.3 Consider one portable foam monitor of 4500 lpm foam solution capacity: 3% Foam compound required = 135 lpm,

Foam compound required for 65 minutes = 8,775 litre.

1.1.4 Consider 2 hose streams of foam with a capacity of 1140 lpm of foam solution capacity 3% Foam compound required = 68.4 lpm,

Foam compound required for 65 minutes = 4,446 litre.

1.1.5 Total foam compound required for cone roof tank area Protection:

- (a) Foam compound required for Cone Roof Tank = 10,790 litre Foam Compound required for 1 Foam Monitor = 8,775 litre Foam Compound required for 2 hose streams = 4,446 litre Total = 24,011 litre,

- (b) Say = 24,000 litres.

1.2 Floating Roof Tank Protection:

1.2.1 Data:

- (a) Total Storage Capacity in one dyke = 1,20,000 m³ Number of Tanks = 2,

- (b) Capacity of Each Tank = 60,000 m³ Diameter of each tank = 79 m Height of each tank = 14.4 m.

1.2.2 Consider foam solution application rate of 12 lpm/ m² of seal area of the single largest floating roof tank in the dyke area:

- (a) For floating roof tank of 79 m diameter, Diameter of the tank (D1) = 79 m Distance of foam dam from shell = 0.8 m,

- (b) Diameter of roof up to foam dam (D2) = $(79 - (2 \times 0.8))$ m = 77.4 m Rim seal area = $((\pi / 4) \times (79^2 - 77.4^2))$ m² = 197 m²,

- (c) Foam solution rate @ 12 lpm/ m² = 2364 lpm 3% Foam Compound required = 70.9 lpm,

Foam Compound required for 65 minutes = 4,609 litre.

1.2.3 Foam Compound required for 1 foam monitor and 2 hose streams as calculated for cone roof protection:

- (a) Foam monitor 8,775 litres,

- (b) Hose streams 4,446 litre.

- 1.2.4 Total foam compound required for floating roof tank area Protection: Foam Compound required for Floating Roof Tank 4,609 litres,
- (a) Foam compound required for 1 foam monitor 8,775 litres,
 - (b) Foam compound required for 2 hose streams 4,446 litre,
- Total required 17,830 litres,
Say, 18,000 litre.
- 1.3 On the lines of the above example foam compound requirement should be calculated for various dyke areas.
- 1.4 Requirements to fight major fires in two dyke areas (with maximum foam compound rates requirements) should be added, to arrive at the total requirement of the installation.
- 1.5 For example, for 2 cone roof tank dyke areas with largest tank diameter of 37.5 metres in each area, foam compound required works out as 2 x 24000 litres i.e., 48,000 litres . Similarly, for 2 floating roof tank dyke areas with largest tank diameter of 79 M. in each area, foam compound required works out as 2 X 18000 litres i.e., 36,000 litres .
- 1.6 Foam Requirement for Full surface fire of the largest floating roof tank (roof sinking Case): considered as a single largest contingency and detailed at Annexure-3.

Annexure-3

1.0 Example of Fire Case in a large Floating Roof Tank after sinking of floating roof:

1.1 Example for calculation of Foam Requirement for Floating Roof tank with Portable Monitors:

1.1.1 Data:

Diameter of Tank = 79 m,
Type of Roof = Floating Roof,
Foam Application Rate = 8.1 lpm.

$$\text{Foam Solution Requirement} = \frac{\pi \times (79)^2 \times 8.1}{4} = 39,720 \text{ lpm} = 2,383 \text{ m}^3/\text{hr} \text{ Say, } = 2,400 \text{ m}^3/\text{hr},$$

Foam Compound Requirement = $39720 \times 3 / 100 = 1192 \text{ lpm}$,
Foam Compound Requirement = (1192 x 65) litre for 65 minutes with 3% concentration
= 77,480 litres.

Annexure-4

1.0 System of Automatic Actuated Rim Seal Fire Detection and Extinguishing System for External Floating Roof Tanks Storing Class-A Petroleum:

- 1.1 The automatic actuated flooding system is designed to automatically detect and extinguish the floating roof tank rim seal fire at its incipient stage. The system is mounted on the roof of the

tank. The minimum requirement for the design of the system is given below; namely:-

1.1.1 Foam Flooding system:

Film Forming Fluoroprotein Foam (FFFP) or Aqueous Film Forming Foam (AFFF) type concentrate is used in the system.

1.1.2 Foam Application system:

- (a) A large storage tank requires one or more than one modular units for foam application in the entire rim seal. Each such unit consists of a foam distribution pipe, laid along the tank perimeter over the rim seal area. The spray nozzles for foam application are mounted on the distribution pipe at suitable intervals. Distribution pipe is permanently connected to a storage vessel containing pre-mix foam and both are placed on the roof. The foam is kept pressurised with nitrogen. The premix foam solution is contained in a vessel which is kept charged with nitrogen. The system is designed for minimum foam application rate of @ 18 lpm/ m² of rim seal area. For effective control, foam is to be discharged in approximately 40 seconds.

1.1.3 Alarm and Auto-actuation system:

- (a) In case of fire on the rim seal, it is automatically detected by a device capable to sense the same. The device then actuates the spray system for application of foam in the complete area of rim seal to quickly extinguish the fire in its incipient stage. An audio-visual alarm is also coupled with the detection and extinguishing system for necessary fire alert.
- (b) The system includes a fire detector network which senses fire and actuates the automatic release of the extinguishing medium on the rim seal area. Each tank shall have independent detection and extinguishing system.
- (c) The design considerations should include the impact of the weight of the modules placed on the floating roof.
- (d) The detection system needs to be highly reliable and shall work at varied site ambient temperatures for protection of rim seal fire. The detection systems shall be listed or approved by any of the national or international agencies such as BIS, UL, FM, VdS, LPC to ensure that those systems are used which meet the highest standards of safety.

1.1.4 Calculations for modular Foam application system for 79 metres diameter tank:

Rim seal area of Tank: $\pi \times 79 \times 0.3 = 74.5 \text{ m}^2$ (Considering a flexible seal area of typically 300 mm),

Rate of Foam application @ 18 lpm/ m² = 1341 lpm,

Total Foam solution required in 40 second. = 894 litre,

Total nos. of Modular unit required for the tank = 7 *,

* (considering a vessel of 150 litre capacity containing 135 litre of Foam).

Schedule-6
[See regulation 6]

6.0 Safety Management System (SMS):

- 6.1 Process safety management is widely credited for reduction in major accident risk and improved process industry performance. Process Safety management is a disciplined framework for managing the integrity of operating systems and processes handling hazardous substances by applying good design principles, engineering, and operating practices. It deals with the prevention and control of incidents that have the potential to release hazardous materials or energy. Such incidents can cause toxic effects, fire, or explosion and could ultimately result in serious injuries, property damage, lost production, and environmental impact.
- 6.2 An effective process safety management program requires a systematic approach to evaluating the whole chemical process. Using this approach, the process design, process technology, process changes, operational and maintenance activities and procedures, non-routine activities and procedures, emergency preparedness plans and procedures, training programs, and other elements that affect the process are all considered in the evaluation.
- 6.3 Entities should establish safety management system, which shall be an integral part of the overall management framework of an entity, which comprises following five major elements and Safety Management System (SMS) should be based on PDCA (Plan, Do, Check and Act) cycle. PDCA typically involves addressing following aspects to deliver an effective Safety performance; namely:-
- 6.3.1 Leadership and Management commitment : includes top management, company operating model, accountability, defining policy, objectives, requirements, and strategies; setting standards;
 - 6.3.2 Planning and execution: includes Line and Safety Organisation responsible for preparing and implementing operational standards and procedures for managing risks;
 - 6.3.3 Operational controls: includes basic expectations of the management to manage the risk of the business or entity;
 - 6.3.4 Measuring and evaluating: includes defining KPIs, active monitoring, recording and handling of non-conformities;
 - 6.3.5 Continuous improvement: includes management review, visibility of commitment and its reflection of the importance of accountability for safety.

6.4 Elements of Safety Management system (SMS):

- 6.4.1 Safety management system should include at least the following basic elements, which should help entities to meet the requirements of Process safety; namely:-
- (a) Leadership and Management commitment:

- (i.) Leadership and Management Commitment should be clearly visible in the SMS. Management should develop and endorse a written description of the company's safety and environmental policies and organizational structure that define responsibilities, authorities, and lines of communication required to implement the management program. Management should review the safety and environmental management program to determine, if it continues to be suitable, adequate and effective at predetermined frequency. The management review should address the possible need for changes to policy, objectives, and other elements of the program in light of program audit results, changing circumstances and the commitment to continual improvement. Observations, conclusions and recommendations of management review should be documented.
- (b) Planning and Execution:
 - (i.) Management shall ensure that:
 - (I) Processes and procedures are defined to support execution of each SMS element;
 - (II) Process is defined to address regulatory and statutory requirements for refinery safety and the impact on the SMS;
 - (III) Plans, processes, and procedures are integrated to ensure that data, results, and findings are shared across relevant elements, processes, teams, employees and contractors; and
 - (IV) Budgets and resource planning, including for personnel and supporting technology requirements, are developed to design, implement and improve the SMS.
 - (ii.) Management shall lead and demonstrate its commitment to the its SMS by;
 - (I) promoting a positive safety culture and assessing how this culture is changing over time;
 - (II) ensuring that the operational elements set forth in this regulation are in place, with clear accountability for implementation and with a clear connection between objectives and day- to-day activities;
 - (III) fostering risk management processes that help identify, assess, prioritise and manage risks, ensuring compliance and support risk reduction measures;
 - (IV) leading a resource allocation process;
 - (V) establishing high-level performance measures;
 - (VI) communicating commitment to the SMS with internal and external stakeholders; and
 - (VII) promoting engagement and leadership at all levels of the organization
 - (iii.) Entity shall establish, implement, evaluate, and improve processes, procedures, systems, and training to meet policies and objectives. They should be responsible for developing the annual plan with line organization, which is aligned to the policy and goals of the organization. Entity shall issue an annual HSE program addressing the entire site, including contracted staff, on relevant Health, Safety and Environment subjects including. -

- (I) Previous year HSE performance;
 - (II) HSE targets for the coming year;
 - (III) Significant incidents and learnings;
 - (IV) Specific initiatives within process safety, workplace safety, occupational health and environment;
 - (V) Emergency response;
 - (VI) Contractor involvement; and
 - (VII) Audits and management review.
- (iv.) Entity leadership should identify, seek, and allocate resources sufficient for safe, environmentally sound, reliable, and efficient operations and share learnings and establish performance measures that address each element of the SMS.
- (c) Operational Controls: Each entity shall be responsible to identify, understand, and control the hazards inherent in its process to prevent serious process-related incidents, which might affect plant personnel, off-site communities, the environment, or result in significant property loss or loss of business. The operational elements or operational controls should be an effective tool for increasing not only the safety of an operation, but its efficiency, cost-effectiveness, and quality, it is an instrument for developing, implementing, and maintaining not only a safe, but efficient process as well. It involves the application of systems and controls to chemical and manufacturing processes. Following operational controls should form the part of SMS and they are the basic expectation to manage the risk of the relevant business or entity and such expectations provide the framework for SMS and based on levels of Risk and complexity of the operation the depth of the implementation of these elements should be established by the entity, namely:-
- (i.) Process Safety Information (PSI)- Comprehensive safety and environmental information for the facility, which include documentation on process, mechanical and facility design, should be developed and maintained throughout the life of the facility.

Entity shall complete a compilation of written process safety information before conducting any process hazard analysis required by this document. Updated PSI should be made available before making changes to the facility and also as a critical input to take critical operating and maintenance decisions. The compilation of written process safety information should help the entity and the employees involved in operating the process to identify and understand the hazards posed by processes involving highly hazardous chemicals. Process safety information shall include information on the hazards of the highly hazardous chemicals including systems with stored energy, used or produced by the process, information on the technology of the process, information on the equipment in the process and information on quantities handled at plant or facilities, and-

- (I) Information on the hazards of the highly hazardous chemicals in the process shall consist of at least the following, namely:-
 - (a) Toxicity,
 - (b) Permissible exposure limits,
 - (c) Physical data,

- (d) Reactivity data,
 - (e) Corrosivity data,
 - (f) Thermal and chemical stability data, and hazardous effects of inadvertent mixing of different materials, and
 - (g) Minimum inventories handled.
- (II) Information on the technology of the process shall include at least the following; namely:-
- (a) A block flow diagram or simplified process flow diagram,
 - (b) Process chemistry,
 - (c) Maximum intended inventory,
 - (d) Safe upper and lower limits for such items as temperatures, pressures, flows or compositions, and
 - (e) An evaluation of the consequences of deviations, including those affecting the safety and health of employees.
- (III) Where the original technical information no longer exists, such information may be developed in conjunction with the process hazard analysis in sufficient detail to support the analysis. Information on the equipment in the process shall include the following; namely:-
- (a) Materials of construction,
 - (b) Piping and instrument diagrams (P&IDs),
 - (c) Electrical classification,
 - (d) Relief system design and design basis,
 - (e) Ventilation system design,
 - (f) Design codes and standards employed,
 - (g) Material and energy balances for processes, and
 - (h) Safety systems (such as interlocks, detection, or suppression systems), and For existing equipment designed and constructed in accordance with codes, standards, or practices that are no longer in general use, the entity should determine and document that the equipment is designed, maintained, inspected, tested, and operated in a safe manner.

(ii.) Process Hazard Analysis-

- (I) The purpose of Process Hazard Analysis (PHA) is to minimise the likelihood of the occurrence and the consequences of a hazardous or toxic substance release by identifying, evaluating and controlling the events that could lead to the release. Process hazards analysis should be performed for any facility to identify, evaluate, and reduce the likelihood or minimize the consequences of uncontrolled releases and other safety or environmental incidents. Systematic evaluation of process hazards through PHA involves steps such as Hazard Identification, Hazard evaluation, Consequence analysis, Facility Siting, Inherently Safer Process and Human factors. These studies should encompass process hazards in various phases of the unit operations – steady state, start-up and shutdown phases. Recommendations resulting from the PHA should be completed before start-up for a new process or facility, or modification in existing facility;
- (II) The process hazard analysis should be updated and revalidated by a team, having requisite background, at least every 5 years after the completion of initial process hazard analysis. PHA revalidation is recommended earlier, in case of major incident occurrence or any major modifications in the unit that may deem the earlier PHA invalid;
- (III) Entity should maintain record of performance of process hazard analyses and updates or revalidation for each process covered by PSM, as well as the documented resolution of recommendations, for the life of the process.

(iii.) Operating Procedures-

- (I) Written down operating procedures shall be available describing tasks to be performed, data to be recorded, operating conditions to be maintained, samples to be collected and safety and health precautions to be taken for safe operation. Operator error is the most common type of mishap at industrial facilities, as well as many other technical industries. Operators who use the SOPs should know exactly what is expected of them to properly conduct their job duties. Operating procedures should be based on process safety information so that all known hazards are taken care of. The human factors associated with format, content, and intended use should be considered to minimize the likelihood of procedural error

- (II.) Standard Operating Procedures should be formatted similarly so that each SOP maintains consistency throughout the facility. Each SOP should be designed with input from experienced Operators that have performed the associated task or operation successfully in the past. It is important to ensure that the SOPs that are used are accurate and easy to follow. Frequently used SOPs should be given formal reviews periodically to ensure that any changes to how the plant is being operated, is properly reflected and incorporated into the SOP.
- (III.) SOP shall be prepared by the experienced personnel in line with the design, standards and vendors specifications. SOP shall be checked and approved by the higher management before being followed. SOP shall be updated regularly incorporating the previous experiences and recommendations.
- (IV) The SOP's shall address at least the following aspects; namely:-
- (i) Steps for each operating phase:
 - (a) Initial start-up;
 - (b) Normal operations;
 - (c) Temporary operations;
 - (d) Emergency shutdown, including the conditions under which emergency shutdown is required, and the assignment of shut down responsibility to qualified operators to ensure that emergency shutdown is executed in a safe and timely manner;
 - (e) Emergency operations;
 - (f) Normal shutdown;
 - (g) Start-up following a turnaround, or after an emergency shutdown; and
 - (h) Commissioning and decommissioning procedures.
 - (i) Safe Operating limits: Consequences of deviation, and Steps required to correct or avoid deviation.
 - (j) Safety and health considerations:
 - (I) Properties, and hazards of the chemicals used in the process;
 - (II) Precautions necessary to prevent exposure, including engineering controls, administrative controls, and personal protective equipment;
 - (III) Control measures to be taken if physical contact or airborne exposure occurs;
 - (IV) Quality control for raw materials and control of hazardous chemical inventory levels;
 - (V) Any special or unique hazards; and
 - (VI) Safety systems (that is to say interlocks, detection or suppression systems) and their functions.

(iv.) Safe Work Practices (SWP):

The entity shall maintain procedures that address safe work practices to ensure the safe conduct of operating and maintenance tasks and the control of materials that impact safety. These safe work practices may apply to multiple locations and will normally be in written form (such as safety manual, safety standards and work rules) but site-specific work practices shall be prepared and followed. Safe work practice is often supplemented with permits (such as a checklist that includes an authorization step). Safe work procedures such as control hot work, stored energy (lockout or tagout), opening process vessels or lines, confined space entry, work at Height, excavation, Line Break, Road closure and Fire system impairment. In cases where an employee believes that following a procedure will cause an unsafe condition, one shall have authority to stop work and get permission to deviate. Deviations should be documented for future analysis. Safe work practices should be supporting entities Control of Work Process, as stipulated in Schedule 11 of this regulation.

(v.) Training:

The training program shall establish and implement programs so that all personnel including contractors are trained to work safely and are aware of environmental considerations, in accordance with their duties and responsibilities. Training shall address the operating procedures, the safe work practices, and the emergency response and control measures. Any change in facilities that requires new or modification of existing operating procedures may require training for the safe implementation of those procedures. Training should be provided by instructors nominated by the entity and the documented and a robust validation process shall be established.

(vi.) Management of Change (MOC) :

(I) There should be procedures to identify and control hazards associated with change and to maintain the accuracy of safety information. For each MOC, the operator shall identify the potential risks associated with the change and any required approvals prior to the introduction of such changes. The types of changes that a MOC procedure addresses shall include:

- (a.) technical,
- (b.) physical,
- (c.) procedural, and
- (d.) organizational.

(II.) The procedure contained herein shall consider permanent or temporary changes. These procedures should cover the following; namely:-

- (a.) The process and mechanical design basis for the proposed change;
- (b.) Risk analysis based on safety, health, and environmental considerations involved in the proposed change, including, as appropriate, a hazards analysis;
- (c.) The necessary revisions of the operating procedures, safe work practices, and training program;
- (d.) Communication of the proposed change and the consequences of that change to appropriate personnel;
- (e.) the necessary revisions of the safety and environmental information;
- (f.) The duration of the change, if temporary; and
- (g.) Required authorizations to effect the change.

(vii.) Contractor Safety:

- (I) When selecting contractors, operators should obtain and evaluate information regarding contractor's HSE policies and practices, contractor's performance and contractor's procedures or criteria for selecting subcontractors.
- (II) The operator shall communicate their safety and environmental management system expectations to contractors and identify any specific safety or environmental management requirements they have for contractors.
- (III) Interfacing of SMS of various entities (operator, contractor or service provider, subcontractor and third- party) should be ensured through a well written bridging document.
- (IV) Clear roles and responsibilities of the operator, contractor or service provider, subcontractor and third- party shall be documented by the operator.

(viii.) Assurance of quality and mechanical integrity of equipment:

- (I) Procedures should be in place and implemented so that critical equipment for any facility are identified early on, designed, fabricated, installed, tested, inspected, monitored, and maintained in a manner consistent with appropriate service requirements, manufacturer's recommendations, or industry standards.
- (II.) Entity shall maintain inspection and testing procedures for safety-related equipment. Human factors should be considered, particularly regarding equipment accessibility for operation, maintenance and testing. Please refer Schedule 3 for details.

(ix.) Pre-startup Safety Review (PSSR):

- (I) Before a new or modified unit is started, a systematic check should be made to ensure that the construction and equipment are in accordance with specifications; operating procedures have been reviewed; hazards analysis recommendations have been considered, addressed and implemented; and personnel have been trained. It should be ensured that programs to address management of change are in place.
- (II) Entity should develop the checklists based on the size of the project and risk involved. The check list shall include review of Implementation of PHA recommendations, up-to-date documentation including P&IDs, SOPs, Start-up procedures, Regulatory compliances, training of operating personal responsible for executing the change or project, risk reviews of modifications done during the MOC, Emergency response plans, Communication of new hazards to stakeholders, and like other stakes to be taken.
- (III) A PSSR shall be undertaken by the entity prior to the commencement of commissioning activities aimed at checking the system before introducing hydrocarbons. Utilization of the Pre- Commissioning check sheets shall assist in completing a full range of required checks. Punch-Listing progress should be recorded on P&IDs.
- (IV) PSSR recommendations should be prioritized for execution commensurate with the level of risk associated of the not completing it before commissioning. Each entity shall define the process for managing the recommendations before and after commissioning of unit.

(x.) Permit to Work (PTW) System:

PTW system is a formal written system used to control certain types of work which are identified as potentially hazardous. Essential features of permit-to-work systems are as under, namely:-

- (I) clear identification of who may authorize particular jobs (and any limits to their authority) and who is responsible for specifying the necessary precautions;
 - (II) training and instruction in the issue, use and closure of permits;
 - (III) monitoring and auditing to ensure that the system works as intended;
 - (IV) clear identification of the types of work considered hazardous;
 - (V) clear and standardized identification of tasks, risk assessments, permitted task duration and supplemental or simultaneous activity and control measures.
 - (VI) The PTW system should conform to OISD-STD-105.
- (xi.) The Entity shall implement system for real time monitoring of head count of all personnel including contract workmen inside the facility . The entry or exit of all personnel shall be regulated through access control card or any electronic means.
- (xii.) Emergency Planning and Response- A Comprehensive Emergency Response and Disaster Management Plan (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.

- (xiii.) Incident Investigation and Analysis- Procedures for reporting and investigation of incidents as per the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Regulations, 2010 shall be developed. Incident investigations should be initiated as promptly as possible, considering the necessity of securing the incident scene and protecting people and the environment. The terms of reference for the enquiry committee shall include the following, namely:
 - (I) Identify the lapses, shortcomings;
 - (II.) Establish the root cause of failure;
 - (III.) Suggest improvements or remedial measures to prevent the recurrence of such incidents.
 - (xiv.) Compliance Audit: The entity shall perform audits to examine its conformity with these regulations (as per Regulation 7 of these regulations) and the implementation of its SMS. The audits shall verify that the entity's SMS is implemented, maintained, and conforms to the requirements of these regulations the . It is critical that the entity routinely assess that the SMS elements and processes are in place and effective. Refer Schedule 8 for more details.
- (d) Measuring and evaluating:
- (i.) The entity shall establish and maintain a procedure to identify key performance indicators (KPIs) to measure the effectiveness of risk management and to improve safety performance. KPIs shall also be developed to track the effectiveness and adequacy of the SMS.
 - (ii.) The entity shall maintain and monitor, at a minimum, fatalities, injuries, and property damage resulting from planned as well as unplanned releases; these are referred to as lagging KPIs.
 - (iii.) The entity shall establish leading KPIs, which are those, measures demonstrating risk reduction. The entity shall establish process KPIs, that is to say those measures that demonstrate completion or improvement of elements and their supporting processes and procedures.
 - (iv.) Entity should develop, implement, maintain, and periodically update an integrated set of leading and lagging performance indicators at individual facilities for effectively monitoring its process safety performance on continuous basis. For further detailed information, organization can refer API Recommended Practice, API-RP- 754 (Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries).
 - (v.) The entity should establish methods to evaluate the safety culture of its organization. Entity should assess the health of their safety culture using methods that assess employee perception of the safety culture. Methods to assess the perception of the culture include but are not limited to questionnaires, interviews, and focus groups.
- (e) Continuous improvement:

- (i.) Management shall ensure risk management effectiveness and improvement in safety performance are continually enhanced by using a SMS.
- (ii.) Management shall continually improve the effectiveness of the SMS by using the safety policies and objectives, audit and assessment results, data analysis, and management review to identify corrective and preventive actions.
- (iii.) Top management shall, at least annually, review and approve the output of management reviews. Management reviews shall be documented

Schedule-7
[see regulation 6]

7.0 Competence Assessment and Assurance (CA and A):

7.1 Every entity shall develop, implement, and maintain a written system of assessing and confirming Operator and Technician competence, ensuring that they can carry out their assigned duties, correctly and safely. CA&A is mandatory for all personnel who hold Safety Critical positions and these positions include but are not limited to the following as specified in paragraphs 7.1.1 to 7.1.8, namely:-

- 7.1.1 Panel Operator (officer).
- 7.1.2 Shift Engineer.
- 7.1.3 Shift Superintendent.
- 7.1.4 Field Operator.
- 7.1.5 Mechanical Technician.
- 7.1.6 Electrical Technician.
- 7.1.7 Instrument Technician.
- 7.1.8 SCADA and Metering.

7.2 Operator and Technician should have competency in the following as specified in paragraphs 7.2.1 to 7.2.5, namely:-

- 7.2.1 The basic operations and maintenance procedures carried out in Refineries and Gas Processing Plant;
- 7.2.2 The characteristics and potential hazards of materials and chemicals involved including emergency arising out of toxic releases.
- 7.2.3 Carrying out their assigned roles and responsibilities.
- 7.2.4 Fire prevention, including familiarization with the fire control plan fire-fighting; the potential causes of fire; the types, sizes, and likely consequences of a fire; and
- 7.2.5 Carrying out the emergency procedures that relate to their duties at the Refineries and Gas Processing Plant and providing first aid.

7.3 Each entity shall develop, implement, and maintain a written plan to keep personnel of its Refineries and Gas Processing Plant up-to-date on the function of the systems, safety and security at the Refineries and Gas Processing Plant.

- 7.4 The Refresher programs shall be conducted once in three years.
- 7.5 Every operating company shall maintain a record for each employee of its Refineries and Gas Processing Plant that sets out the training given to the employee.
- 7.6 Each operating company shall ensure that Refineries and Gas Processing Plant personnel receive applicable training and have experience related to their assigned duties and any person who has not completed the training or received experience shall be under the control of trained personnel.
- 7.7 For the design and fabrication of components, each operator shall use personnel who have demonstrated competence by training or experience in the design of comparable components and for fabrication who have demonstrated competence by training or experience in the fabrication of comparable components.
- 7.8 Supervisors and other personnel utilized for construction, installation, inspection, or testing shall have demonstrated their capability to perform satisfactorily the assigned function by appropriate training in the methods and equipment to be used or related experience and accomplishments and further their capability should be assessed periodically.
- 7.9 For operation or maintenance of equipments, each entity shall utilize only those personnel who have demonstrated their capability to perform their assigned functions by successful completion of the training as specified and possess experience related to the assigned operation or maintenance function.
- 7.10 Corrosion control procedures including those for the design, installation, operation, and maintenance of cathodic protection systems, shall be carried out by, or under the direction of, a person qualified by experience and training in corrosion control technology.
- 7.11 Personnel having security duties shall be qualified to perform their assigned duties by successful completion of the relevant training.
- 7.12 Each entity shall follow a written plan to verify that personnel assigned operating, maintenance, security, or fire protection duties at the Refineries and Gas Processing Plant do not have any physical condition that would impair performance of their assigned duties.
- 7.13 Each entity shall provide and implement a written plan of initial training to instruct all permanent maintenance, operating, and supervisory personnel about the following as specified in paragraphs 7.13.1 to 7.13.3, namely:-
 - 7.13.1 the characteristics and hazards of Refineries and Gas Processing Plant and other flammable materials, fluids or chemicals used or handled at the facility;
 - 7.13.2 the potential hazards involved in operating and maintenance activities; and
 - 7.13.3 the operating and maintenance procedures that relate to their assigned functions.
- 7.14 All personnel of Refineries and Gas Processing Plant shall be trained to carry out the emergency procedures that relate to their assigned functions.
- 7.15 All operating personnel and appropriate supervisory personnel of Refineries and Gas Processing Plant shall be trained to understand detailed instructions on the facility operations, including controls, functions, and operating procedures.
- 7.16 Personnel responsible for security at Refineries and Gas Processing Plant shall positively be trained in accordance with a written plan of initial instructions as specified in the following paragraphs 7.16.1 to 7.16.5, namely:-
 - 7.16.1 Security risk assessment;
 - 7.16.2 Recognize breaches of security;
 - 7.16.3 Carry out the security procedures that relate to their assigned duties;
 - 7.16.4 To be familiar with basic plant operations and emergency procedures, as necessary to effectively perform their assigned duties; and
 - 7.16.5 Recognize conditions where security assistance is needed.
- 7.17 Each entity shall maintain training and competency assessment and assurance records to provide the following as specified in paragraphs 7.17.1 to 7.17.2, namely:-
 - 7.17.1 Evidence that the required training programs have been implemented; and
 - 7.17.2 provide evidence that personnel have undergone and satisfactorily completed the

required training programs; and the training for records to be maintained.

Schedule-8
[see regulation 6]

8.0 Safety Audits:

8.1 Objectives of Safety Audits:

8.1.1 While the basic aim of safety audits is to identify the areas of weaknesses and strengths, safety audits are undertaken to meet different specific objectives such as:-

- (a) to identify any operating and design deficiencies that could impact safety of people, environment and asset;
- (b) to ensure that mitigative safeguards and safety systems are well maintained;
- (c) to ensure that operation, maintenance and emergency procedures are updated;
- (d) to verify the compliance of statutory regulations, standards, codes, and like other legal requirements;
- (e) as a social objective to cater to public opinion and concern for safe environment and this also improves public relation of the organization; and
- (f) to share best practices adopted with peers.

8.2 Scope of Safety Audits:

8.2.1 The scope includes all the components of the system viz. management policy, leadership and organization training, and competency, design (such as Process, Mechanical, Electrical) aspect, layout and construction of the plant, operating procedures, asset integrity plan, emergency response plans, personal protection standards, incident and investigation records, Management of Change, COW or PTW, Management of HAZMAT, Industrial Hygiene, Environmental Management, Contractor Safety Management System and like other abilities.

8.2.2 Types of Safety Audits:

Two types of Safety Audits shall be carried out as below, namely:-

- (i.) Internal Safety Audit: once in a year; and
- (ii.) External Safety Audit: once in three years through PNGRB empaneled Third Party Agency.

8.3 Methodology of Internal Safety Audits:

8.3.1 The audit program and procedures should cover the following, namely:-

- (a) The activities and areas to be considered in audits;
- (b) The frequency of audits;
- (c) The audit team (Multi-Disciplinary);
- (d) How audits will be conducted; and
- (e) Audit Reporting: The findings and conclusions of the audit should be provided to the management. Management should establish a system to determine and the document, the appropriate response to the findings and to assure satisfactory resolution. The audit report should be retained at least until the completion of the next audit.

8.3.2 The management, responsible for the area being audited or evaluated, shall ensure that findings are addressed within the defined response times. The results of internal audits

and the status of corrective actions shall be reported in the management review. Records of internal audits shall be maintained.

8.3.3 In addition to Internal and External Safety audits, entity shall define the program of inspection and this program shall be conducted by the respective inspection of the plant for the plants. The objective of this field inspection program is to identify the deficiencies ahead of incidents or non-compliance. Plant line management shall ensure that they are in control by running day to day risk controls and tools.

8.3.4 Preparation Before Site Visits for Internal Safety Audits:

- (a) Before the safety Audit team visits any particular facility for carrying out Safety Audit, it would be essential to study all relevant documents as below to get complete picture; namely:-
 - (i.) Layouts;
 - (ii.) P &IDs;
 - (iii.) Operating Manuals;
 - (iv.) Maintenance or Inspection Manuals;
 - (v.) Fire and Safety Manuals, and like other manuals applicable.
- (b) Depending upon the nature of audit more emphasis can be given to study specific documents. All the audit team members should study these documents in advance to know the details of the installation.

8.3.5 Briefing:

Before beginning of each audit, all concerned persons of the area or installation be briefed by the team leader about the purpose of the audit. No impression should be left that audit will throw bad light on them.

8.3.6 Site Inspections:

Most of the information could be gathered through site inspection using ready-made check lists. The auditors should enter their observations under the remarks column and not simply state "yes" or "no". Wherever necessary, observations should be recorded in separate sheet. Inspection should be carried out accompanied by Installation or Plant Manager or the assigned officials.

8.3.7 Discussions:

Further information can also be gathered through discussions (formal and informal), with site personnel and Installation or Plant Manager, who is in-charge of the area or other site officers. The audit team should interact with persons from various disciplines such as Production, Maintenance, Electrical, Instrumentation. Formal discussions could be in the form of brief periodical sessions while informal discussions could be over a cup of tea with personnel working in the area.

8.3.8 Study of Documents:

In addition to the documents which are already studied before inspection of the facilities, other documents, such as Operating Instructions, Standing Orders, Log Books, Log sheets, Accident Records, Minutes of Safety Committee Meetings may also be studied as required.

8.3.9 Preparation of Audit Reports:

- (a) The work of the Internal Safety Audit item should be presented in the form of a Safety Audit Report for each group which should contain observations and recommendations and also in brief the modalities adopted in conducting audit and the names of the audit team members.
- (b) Before finalizing the report, the Safety Audit Team can give a presentation as feedback to the Operating or Management personnel of the Area or Installation. Additions or deletions could be made in the draft report based on the discussions and comments received during the presentation and such approach is always constructive and does not undermine the technical competence of the audit team.

8.4 Follow Up of Audit Reports:

- 8.4.1 Generally, the Internal Safety Audit Reports are submitted to the concerned authority who appoints the audit team for undertaking needful follow up actions. Only the appointing authority should exercise judgement in rejecting any of the recommendations. The appointing authority shall be of senior management level (General Manager and above).
- 8.4.2 The crux of the safety audits lies in removing the weakness identified during the audit. Sometimes audit reports identify only the problem or weakness, but not the solution.
- 8.4.3 In such cases, it would be necessary to undertake a detailed study of the specific area and to identify the rectification measures. Wherever the necessary in-house expertise is not available for detailed studies, help of consultants or professional bodies should be sought for.

8.5 Implementation of Recommendations:

- 8.5.1 The final and most important phase is the implementation of recommendations. A senior person should be nominated for coordinating implementation of all accepted recommendation under a time bound program. Senior management should review the progress of implementation of recommendations periodically through Management Safety Committee meetings and other review meetings.

Schedule-9 **[see regulation 6]**

9.0 Road Safety:

- 9.1 Vehicles are always a probable source of ignition. At the same time unsafe driving is a potential hazard as the vehicle may collide with others, may hit someone working or may overturn. All these may lead to events that might turn out to be catastrophic. Hence movement of vehicles inside Refineries and Gas processing plants (hereinafter referred to as “Installations”) needs to be controlled. However, some vehicles or mobile equipment such as Maintenance vehicles, Cranes and Hydra are required for carrying out operation, maintenance and project activities, are required to be allowed to ply inside the hazardous area.

9.2 Accordingly as above, the following aspects shall broadly be followed:

- 9.2.1 Movement of vehicles inside the installations should only be strictly on need basis.
- 9.2.2 There should be proper demarcation of battery limit with signage or barricades from where entry of vehicles is restricted or prohibited without proper authorization.

- 9.2.3 A suitable procedure for Vehicle Entry inside installations shall be developed. Vehicles should be allowed to enter the hazardous area after issuance of suitable permit by the authorized person.
- 9.2.4 Vehicles with Spark Ignition Engines shall not be allowed to be driven inside the electrically classified hazardous area to avoid ignition source.
- 9.2.5 PESO approved Spark arrester should be fitted on vehicles entering into non-hazardous area of refinery ISBL roads.
- 9.2.6 There will be limitation of driving speed inside the installations.
- 9.2.7 The company should have its vehicle fitness standard and certification.
- 9.2.8 All vehicles should be provided with Seat Belts in conformance to the law regulating the Motor vehicles.
- 9.2.9 Automatic speed detection devices should be installed at strategic locations inside the installation.

9.3 Parking of Vehicle:

- 9.3.1 All vehicles shall be parked in approved parking areas.

9.4 Vehicle Entry Permit System:

- 9.4.1 Each installation shall develop a suitable Vehicle Entry Permit System for allowing entry of vehicles inside the restricted areas of installation.
- 9.4.2 The Installation may classify the areas such as Process, Storage, Utility and accordingly issue permit for that areas where it is intended to go.
- 9.4.3 The vehicle shall be checked by authorized personnel before entry in line with approved checklist.
- 9.4.4 The physical condition and integrity of the spark arrester should be checked including trial running to ensure that no spark is coming out.
- 9.4.5 Driver and Helper:
 - (a) All the drivers and helpers required to operate inside the hazardous area shall understand Safety Rules pertaining to the Refinery or Gas Processing plant.
 - (b) Refinery or Gas Processing plant should impart such training to these drivers and helpers and the records may be maintained in this regard.
 - (c) In case of new drivers and helpers, they shall be imparted the training on Safety Rules before allowing them to assign the work.
 - (d) The drivers shall attend refresher courses on safe driving practices at regular intervals.
 - (e) Each driver should undergo periodic medical examination at regular interval with special reference to vision, night and colour blindness.
 - (f) The requirements of these clauses is limited to Heavy vehicles and other vehicles transporting flammable material, hazardous or toxic chemicals and like other substances. For other self-driven vehicles, the requirements as required by State Transport or licensing authority shall be adhered to.
- 9.4.6 Signage:
 - (a) In order to improve defensive driving culture, display boards showing precautions are installed at various locations and these traffic signals are to be strictly followed while driving inside these installations.
 - (b) Speed limits shall be defined and followed inside refineries and gas processing plants for various locations.
 - (c) Mirrors should be installed at blind spots on the road.

9.5 General Point:

9.5.1 Overtaking of the vehicle should not be allowed.

Schedule-10 **[see regulation 6]**

10.0 Occupational Health and Industrial Hygiene Monitoring:

10.1 Occupational Health monitoring shall be applicable to Workers (Which include all regular employees, tenure or term-based employees and Casual or contingent workers).

10.2 Occupational Health Centre (OHC) with occupational health trained physician and adequate trained staff with necessary facilities shall be set up.

10.3 Organisation shall establish an efficient " Health Information System" for storing and processing information on Occupational Hygiene, medical records, exposure hazards of chemicals and locations of potential chemicals exposures.

10.4 Occupational health considerations shall be taken into account in risk management studies, formal incident investigation system, unscheduled maintenance work, as contract requirements, contractors' prequalification, in training and selection of PPEs.

10.5 Scope of activities involved are specified in the following paragraphs 10.5.1 to 10.5.4, namely:-

10.5.1 Workplace Surveillance : Monitoring of all workplaces for Hazards, Ergonomic Assessment of the Workplace, Sanitation Evaluation, including potability of drinking Water;

10.5.2 Personnel Surveillance: Periodic Medical Examination, Pre-Employment Medical Examination and Pre-Placement Medical Examination;

10.5.3 Compliance to Statutory provisions;

10.5.4 Training.

10.6 Occupational Health Monitoring:

10.6.1 Occupational Health surveillance shall be implemented to evaluate employees' health conditions, to evaluate the effectiveness of control measures and for early recognition of occupational diseases.

10.6.2 Occupational Health Monitoring shall either be carried out by creating facilities within the installations or through outside agency and the records of all such examinations shall be kept, analyzed and action shall be taken in a bid to obtain early recognition of any disease.

10.6.3 Occupational health hazard and Industrial health survey of all facilities shall be conducted to assess the occupational health hazards such as physical that is to say (noise, heat, radiation, illumination), chemical, toxic exposures, ergonomics, biological and psychological. It shall require Job Analysis and Job observations by the survey team.

- 10.6.4 The main focus shall be on hazard elimination or reduction. There shall be periodical monitoring.
- 10.6.5 The results from the exposure monitoring and health surveillance shall be collected, recorded, validated and analysed. Specialist interpretation shall be necessary to obtain reliable conclusions and to make meaningful recommendations.
- 10.6.6 Periodic Medical Examination shall be conducted.

10.7 First-Aid:

- 10.7.1 First-aid shall be provided by certified trained persons.
- 10.7.2 First aid personnel shall be readily available during working hours.
- 10.7.3 De-fibrillators (for attending heart attacks) and First Aid Kits should be placed in the workplace, at strategic locations.

10.8 Work-environment Monitoring and Industrial hygiene:

- 10.8.1 Industrial Hygiene survey shall be done to map all the occupational health hazards in a work area and should cover all installations.
- 10.8.2 The Industrial Hygiene survey shall be done once every 5 years. However, a major change in the process will warrant a fresh survey.
- 10.8.3 Occupational health risk assessment shall be done based on the results of the survey.

10.9 Control Strategies:

- 10.9.1 After identifying the occupational health risks arising out of handling of hazardous substances, the strategy to prevent or minimise the health risk shall be based on hierarchy of control measures, namely elimination, substitution, Engineering Controls, Segregation, Procedural Controls, use of Personal Protective Equipment (PPE) and Personal Hygiene.

10.10 Pre-employment or Pre-placement Medical Examination:

- 10.10.1 The organization shall develop and issue guidelines for determining the medical fitness of a Candidate considered for Pre-employment or placement in the services of the Company.
- 10.10.2 The medical examination shall be conducted for all regular employees using in-house facilities or through outsourcing. Medical examination of Contract employees shall also be ensured.

10.11 Periodic Medical Examination:

- 10.11.1 The periodic examination should be carried out at regular intervals after the initial pre-placement examination. Relevant medical Examination test should be done for all workers required to work at height.
- 10.11.2 The scope and periodicity of the health examination shall depend on the nature and extent of the risk involved. Biological monitoring (an assessment of exposures through measurements of some 'index chemical' in a body fluid) shall be used to further evaluate a potential health hazard in the workplace.

10.12 Contract Requirements:

Contractors shall be required to undertake the health risk assessment of their employees and shall implement suitable and adequate control measures to eliminate or minimize the risk. Contractors shall also undertake training and competency assurance of contract employees in health risk on jobs and their protection measures.

Schedule-11
[see regulation 6]

11.0 Control of Work (CoW):

11.1 This is one of the key process that the refining and Gas processing facilities shall develop and maintain at their respective facilities to ensure safe execution of the tasks. The process includes following key elements, defining a CoW scope, Planning and Scheduling Risk assessment, Competency of permit roles, Task risk assessment, Preparation of PTW, Authorization of Hazards and controls, communication, Monitoring of all work requiring a permit and leaving worksite in safe condition on interruption, Permit Closure, Regular auditing of PTW, capturing and sharing lessons learned and authority to stop work.

11.2 Elements of Control of Work:

11.2.1 Plan the work:

- (a) Procedures should exist describing the Control of Work process.
- (b) All identified roles within the Control of Work procedure shall have defined responsibilities.
- (c) All persons involved in the Control of Work process shall be appropriately trained and competent to carry out their roles.
- (d) Planning and scheduling of work should identify individual tasks and their interaction.

11.2.2 Assess and manage the risk:

- (a) Tasks shall not be conducted without being risk assessed.
- (b) Before conducting non-routine activity that involves confined space entry, work on energy systems, evacuation, hot work in Work at Height, Line Breaking, Fire system impairment, Temporary isolation of relief devices, and Temporary bypassing of interlocks.
or other potentially hazardous activities, a work permit shall be obtained.
- (c) The scope, hazards, controls and mitigations shall be communicated to all involved in the task through Tool box talk.
- (d) PTW should finally and formally be handed over at site after joint site visit by Issuing and Performing Parties for verification of implementation of controls for pre-identified hazards and mitigation of the last moment hazards.

11.2.3 Training and Competency:

- (a) Employees who are involved in the CoW process shall be trained and competent in the tasks they are performing and meet the competency requirements for their assigned CoW roles.

- (b) Frequency of training to all permit issuer and receiver should be provided at-least every two years
- (c) Training should focus on use of the permit-to-work system but shall also ensure that the individual understands the working environment, the hazards associated with it, and more importantly, the controls required to appropriately manage the risks presented by those hazards.

11.3 Planning and Scheduling:

- 11.3.1 Irrespective of whether the work is routine or non-routine, or whether it requires a work permit or work clearance, the person responsible for planning the work shall allow time for the following actions for the safe execution of the work, namely:-
 - (a) Define the scope of work;
 - (b) Identification of personnel and equipment required;
 - (c) Identification of dependent and linked work;
 - (d) Identification of simultaneous operations and their compatibility with the work;
 - (e) Review associated Procedures , Risk Assessments, Isolation Plans , Blinding diagrams , LOTO requirements or Work Permit Requirements;
 - (f) Define any Regulatory requirements;
 - (g) Inspection of the work site;
 - (h) Conduct a risk assessment of the task;
 - (i) Implementation of control measures including isolations; and
 - (j) Coordinate and priorities work to reduce conflict between tasks.
- 11.3.2 Subject Matter Experts (SMEs) may be included in the planning stages, as required by the technical complexity of the tasks.

11.4 Risk Assessment of Tasks:

- 11.4.1 As there is potential hazard involved in the activities being performed, tasks shall not be conducted without being risk assessed.
- 11.4.2 Risk Assessment Process:
 - (a) Risk assessment is a systematic process of-
 - (i.) Identifying hazards;
 - (ii.) Controlling risk by applying controls in the following hierarchy of controls, namely:-
 - (I) Elimination;
 - (II) Substitution;
 - (III) Engineering;
 - (IV) Isolation;
 - (V) Administrative;
 - (VI) Personal protective equipment;
 - (iii.) Evaluating acceptability of residual risk (As Low as Reasonably Practical-ALARP);
 - (iv.) Documenting the hazards and controls;
 - (v.) Recording Approvals; and
 - (vi.) Communicating to those potentially affected.

11.4.3 Risk Assessment Process or JSA Requirements:

(a) The risk assessment process requires: -

- (I) that the risk assessment should be carried out by a team of persons having the competency and the required knowledge of the hazards involved in the task as well the job site and process hazards;
- (II) that a member of the work crew performing the task should participate in the Risk Assessment, which should be communicated through tool box talk and should be signed off by all involved in the task;
- (III) that the hazard identification from the task along with job site and process should be considered;
- (IV) that the possible interactions during simultaneous operations between different activities in the same task or other task should be considered;
- (V) that the identified hazards and associated controls will be agreed upon and will be documented on the risk assessment;
- (VI) to review the hazards identified during permit development, and to ensure all identified controls are in place prior to starting work;
- (VII) that the monitoring shall be done while execution of job to record any changes to the work site and should revisit the risk assessment in case any new hazards have been introduced during the job execution; and
- (VIII) that alternatively, Job Safety Analysis (JSA) of the work or task shall be carried out and communicated to all personnel involved.

11.5 Permit to Work System:

11.5.1 Control of work (CoW) management: Entity shall define boundaries of applicability of the requirements of CoW at various stages of Projects, such as Green fields projects, Brown field projects, Turnaround, Normal Operations and routine maintenance by competent persons.

11.5.2 Type of Work Permits:

- (a) Based on the nature of work to be performed, the following minimum type of work permits shall be used, namely:-
 - (i.) Cold Work;
 - (ii.) Hot Work;
 - (iii.) Confined Space Entry;
 - (iv.) Electrical isolation and Energization;
 - (v.) Work at height;
 - (vi.) Critical lifts (To be defined);
 - (vii.) Composite permit as applicable;
 - (viii.) Radiography; and
 - (ix.) Excavation.
- (b) Specific precaution or control measures should be taken with respect to the hazards associated with lifts or rigging, line breaks, work in sub-station and transformers yards, road closure and like other places.

11.5.3 Permit to Work (PTW) System:

- (a) PTW system is a formal written system used to control certain types of work which are identified as potentially hazardous. The PTW system shall conform to OISD-STD-105. Essential features of permit-to-work systems are as specified below, namely:-
- (i.) clear identification of who may authorize particular jobs (and any limits to their authority) and who is responsible for specifying the necessary precautions;
 - (ii.) training and instruction in the issue, use and closure of permits;
 - (iii.) monitoring and auditing to ensure that the system works as intended;
 - (iv.) clear identification of the types of work considered hazardous; and
 - (v.) clear and standardized identification of tasks, risk assessments, permitted task duration and supplemental or simultaneous activity and control measures.
- (b) Cold Work Permit:
Work falling under the category of cold work such as opening process machinery, blinding and de- blinding, tightening of flanges, hot bolting, inspection, painting and like other work shall be performed through Cold Work Permit and this Permit ²⁶[record] shall be ²⁷[available at site.]
- (c) Hot work Permit:
All hot work such as welding, grinding, gas cutting, burning, shot blasting, soldering, chipping, excavation, open fire, use of certain non-explosion proof equipment. shall be carried out through Hot Work Permit. Entry and operation of petrol or diesel driven vehicles or equipment in hazardous area also falls in the category of hot work and shall be performed under the hot work permit.
- (d) Confined Space Entry Permit:
This permit is required for the protection of personnel entering a confined space such as Vessels, boilers, storage tanks, large diameter piping against hazards such as oxygen deficiency, toxic and flammable materials, falling objects and power driven equipment. Excavation more than 1.2- metre-deep, entry on floating roof tanks when the roof is more than 3 metre down from the top, space located below ground level such as pits, drain channels also fall under the confined space.
- (e) Electrical isolation and Energization permit:
Before issuing any work permit, it is essential that the equipment or facility to be worked on is electrically safe and electrical power is isolated to the extent necessary for the safe conduct of the authorized work.

11.6 Lessons Learned:

11.6.1 As part of the continuous improvement of the processes, the findings of the

²⁶ Subs. by sub-clause (h) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

²⁷ Subs. by sub-clause (h) of Cl. (B) Reg. 2, of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026. (w.e.f 16.01.2026).

Lessons Learned shall be incorporated into the following if necessary, namely:-

- (a) Procedures and Documentation; and
- (b) Control of Work (CoW) communications.

11.6.2 All persons involved in the CoW process should take a proactive approach to the lessons learned process.

11.7 Communication of the Hazards and controls:

Entity shall establish the process for documenting hazards communication and controls to the work crew before and during the execution of the task.

11.8 Permit authorization:

Entity shall develop and maintain the system for authorization of the work based on the level of risk or the type of the job involved. Work permit authorization list shall be prepared and the same shall be approved by the operations head.

11.9 Stop work authority:

Entity shall empower everyone at site to stop the unsafe work.

References:

- (i.) The Petroleum Rules, 2002;
- (ii.) The Static and Mobile Pressure Vessels (Unfired) Rules;
- (iii.) Oil Mines Safety Regulations, 1984;
- (iv.) 'Petroleum and Natural Gas (Safety in Offshore Operations) Rules, 2000;
- (v.) The Factories Act, 1948
- (vi.) API RP 754 Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries
- (vii.) API 620 Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices
- (viii.) API 530 Calculation of Heater-tube Thickness in Petroleum Refineries
- (ix.) API 15LR Specification For Low Pressure Fiberglass Line Pipe and Fittings
- (x.) API 15HR High-pressure Fiberglass Line Pipe
- (xi.) IEC 60072 Rotating electrical machines - Dimensions and output series
- (xii.) IEC 60079-14 Explosive atmospheres - Part 14: Electrical installations design, selection and erection
- (xiii.) IEC 60183 Guidance for the selection of high-voltage A.C. cable systems
- (xiv.) IS 3844 Code of practice for installation and maintenance of internal fire hydrants and hose reels on premises
- (xv.) IS 10810 Methods of test for cables
- (xvi.) IS 1239 Steel Tubes, Tubulars and Other Wrought Steel Fittings
- (xvii.) IS 1448 (Part-I) Methods of Test for Petroleum and its Products
- (xviii.) IS 15105 Design and Installation of Fixed Automatic Sprinkler Fire Extinguishing Systems - Code of Practice
- (xix.) IS 15519 Water Mist Fire Protection Systems System Design, Installation and Commissioning Code of Practice (First Revision)
- (xx.) IS 15683 Portable Fire Extinguishers Performance and Construction Specification
- (xxi.) IS 16018 Wheeled fire extinguishers Performance and construction Specification
- (xxii.) IS 16724 Explosive atmospheres Electrical installations design, selection and erection

- (xxiii.) IS 1893 Criteria for Earthquake Resistant Design of Structures
- (xxiv.) IS 2189 Selection, installation and maintenance of automatic fire detection and alarm system code of practice
- (xxv.) IS 2190 Selection, installation and maintenance of first-aid fire extinguishers - Code of practice
- (xxvi.) IS 3589 Steel pipes for water and sewage (168.3 To 2540 Mm Outside Diameter) - Specification
- (xxvii.) IS 5 Colours for ready mixed paints and enamels
- (xxviii.) IS 5572 Classification of hazardous areas (Other Than Mines) having flammable gases and vapours for electrical installation
- (xxix.) IS 636 Non - Percolating flexible fire fighting delivery hose - Specification
- (xxx.) IS 6533 Code of practice for design and construction of steel chimneys
- (xxxi.) IS 7098 Specification for crosslinked polyethylene insulated pvc sheathed cables:
- (xxxii.) IS 800 General construction in steel - Code of practice
- (xxxiii.) IS 875 Code of practice for design loads (Other Than Earthquake) for buildings and structures
- (xxxiv.) IS/IEC 60529 Degrees of protection provided by enclosures
- (xxxv.) ISO 15848 Zinc sulphate, monohydrate, agricultural grade - Specification
- (xxxvi.) API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE): API Std. 650, "Welded Steel Tanks for Oil Storage",
- (xxxvii.) ASME (AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS): ASME Code Section VIII;
- (xxxviii.) OISD-STD-105: Work Permit System;
- (xxxix.) NFPA 11: Standard for Low-, Medium-, and High-Expansion Foam;
- (xl.) NFPA 12: Standard on Carbon Dioxide Extinguishing Systems.
- (xli.) NFPA 13: Standard for the Installation of Sprinkler Systems;
- (xlii.) NFPA 17: Standard for Dry Chemical Extinguishing Systems; and
- (xlili.) NFPA 20: Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection.
- (xliv.) NFPA 72: National Fire Alarm and Signaling Code

Table – 1

Minimum Separation Distances Between Blocks or Facilities

Sr. no.	From / To	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Process Units	Note - 1	Note - 3	30	30	30	60	90	45	45	60	45	30	60	60	30	90	15
2	Process Control Room (Note –2)	Note - 3	X	Note - 4	Note - 5	30	60	90	45	45	30	Note - 3	X	30	15	30	30	X
3	Storage Tanks Class-A	30	Note - 4	Note - 6	Note - 6	Note - 6	30	90	30	30	60	(90)	30	T3	60	30	50	60

Sr. no.	From / To	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
4	Storage Tank Class-B	30	Note -5	Note - 6	Note - 6	Note - 6	30	90	30	30	60	(90)	30	T3	30	30	50	30
5	Storage Tank Class-C	30	30	Note - 6	Note - 6	Note - 6	30	90	30	30	60	(90)	30	T3	30	30	50	15
6	Pressurised Storage: LPG/ C4 and Lighter / H2	60	60	30	30	30	Note -13	90	30	Note -13	90	(90)	30	Note -13	45	30	60	45
7	Flare (Note-7)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
8	Bulk Loading POL (Rail /Road)	45	45	30	30	30	30	90	Note - 8	Note - 9	60	30	Note - 10	T3	60	30	50	30
9	Bulk Loading LPG (Rail /Road)	45	45	30	30	30	Note -13	90	Note - 9	Note -13	90	(90)	Note -13	Note -13	60	30	50	30
10	Fire Station / First Aid centre	60	30	60	60	60	90	90	60	90	X	30	30	12	12	30	90	X
11	Boiler house / Process Unit Heaters (Note-11)	45	Note - 3	(90)	(90)	(90)	(90)	90	30	(90)	30	X	15	50	30	30	Note - 12	15
12	Rail Spur	30	X	30	30	30	30	90	Note - 10	Note -13	30	15	X	30	6	15	50	6
13	Boundary wall around installation	60	30	T3	T3	T3	Note -13	90	T3	Note -13	12	50	30	X	6	30	50	15
14	Service buildings	60	15	60	30	30	45	90	60	60	12	30	6	6	X	30	50	12
15	Cooling tower,	30	30	30	30	30	30	90	30	30	30	30	15	30	30	X	15	6
16	API Separators / Oil sludge pit	90	30	50	50	50	60	90	50	50	90	Note - 12	50	50	50	15	X	45
17	Electrical Sub Station	15	X	60	30	15	45	90	30	30	X	15	6	15	12	6	45	X

General Notes to Table-1 ;

- All separation distances are in metres. “T” indicates the table number to be referred. “X” means any separation distance suitable for constructional or operational convenience.
- All separation distances shall be measured between the nearest points on the perimeter of each facility except (i) In case of tank vehicle loading or unloading area where the separation distance shall be from the centre of nearest bay. (ii) The separation distances given in the brackets () are from the shell of the Heater, Boiler , Furnace or Still.

Specific notes to Table-1:

Note-1: The separation distance shall be 36 metres considering the 6-metre-wide road passing through the centre. In case the inter distance between process units is lower than 30 metres those units shall be treated as single block and should be operated on simultaneous shut down philosophy. The edge of the road shall not be less than 15 metres away from the edge of the unit and the road should be outside hazardous areas.

Note-2:

- a. Control rooms located upto 60 metre distance from Crude Distillation, Visbreaker, Delayed Coker, Gas Concentration Unit, Hydro-desulphurisation unit, Reformer and Hydrogen Plant shall be made blast resistant construction.
- b. Control rooms located upto 120 metre distance from Fluidised Catalytic Cracking Unit, Hydrocracker Unit, Propane Deasphalting unit, LPG Sweetening units, C4 and Lighter ends recovery Units, Pressurised Storage for C4 and Lighter ends shall be made of blast resistant construction.

Note-3: Process control room to Process units, boiler house or heaters: the minimum separation distance shall be 30 m. For a control room attached to single process unit or a boiler or a heater, the minimum separation distance shall be 16 m. For Gas processing plants, it shall be minimum 30 metres irrespective of whether it is for one or more units.

Note-4: The separation distance shall be 60 m for non-blast construction and 30 m for blast resistant construction.

Note-5: The separation distance shall be 45 m for non-blast construction and 30 m for blast resistant construction.

Note-6: Separation distances between the nearest tanks located in two dykes shall be equivalent to the diameter of the larger tank or 30 m, whichever is more. For distances within a dyke, it shall be as per Table-3 and Table-4

Note-7: The distances specified are for the elevated flare. For ground flare, these distances shall be 150 m.

Note-8 Separation distance between Tank truck gantry and wagon gantry shall be 50 m.

Note-9: The separation distance shall be 50 m. However, for LPG tank truck bulk loading to POL tank truck bulk loading it shall be 30 m.

Note-10: Separation distance between tank truck gantry and rail spur shall be 50 m.

Note-11: Boiler house or heater of a process unit is to be treated as a separate identity only for the consideration of surrounding blocks or facilities. However, heater of a process unit remains an integral part of the process unit to which it is attached and in that case the inter equipment distances should be in line with Table –2.

Note-12: Centralized or common API separators, Corrugated Plate Interceptor (CPI) and open oil separators shall be categorized under the same risk and shall be located at a distance of 90 metres from heaters or boilers. However, if these are covered from the top and provided with adequate venting to safe location, the minimum separation distance shall be 30 metre.

Note-13: The minimum separation distance shall conform to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for LPG Storage, Handling and Bottling Facilities) Regulations, 2019.

Table-2

Separation Distances between Equipment within Process Unit

Sr. no.	From / To	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Fired Heater or Any fired equipment	X	15	15	15	22	15	15	20	15	15	15	X	18	6	30	15
2	Reactors	15	2	2	6	8	7	15	7	7	4	3	15	5	3	15	3
3	Distillation column	15	2	3	4	7	5	15	5	5	2	3	15	3	3	15	3
4	Accumulators – Hydrocarbons	15	6	4	2	8	5	15	4	4	2	3	15	3	3	15	3
5	Compressors – Hydrocarbons	22	8	7	8	3	7	15	7	7	7	7	15	4	3	20	7
6	Hot oil pump	15	7	5	5	7	1	7	1	1	2	2	15	3	X	15	X
7	Fuel Oil or HCs day tank	15	15	15	15	15	7	T-5	15	15	15	15	15	15	X	15	15
8	Pumps for class- A and all above Auto-ignition temp	20	7	5	4	7	1	15	1	1	2	2	15	3	X	15	X
9	Pumps - for all other Hydrocarbons	15	7	5	4	7	1	15	1	1	2	2	15	3	X	15	X
10	Heat Exchangers	15	4	2	2	7	2	15	2	2	2	2	15	2	2	15	X
11	Air fin coolers for Hydrocarbons	15	3	3	3	7	2	15	2	2	2	X	15	2	X	15	2
12	Fired heater Local control panel	X	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	X	10	X	15	5
13	Pressure vessels or Drums of Hydrocarbons	18	5	3	3	4	3	15	3	3	2	2	10	2	3	15	2
14	Main Pipe rack	6	3	3	3	3	X	X	X	X	2	X	X	3	X	15	X
15	Blow down facility – Drum, pump, vent stack	30	15	15	15	20	15	15	15	15	15	15	15	15	15	X	15
16	Structural main – Technological platforms	15	3	3	3	7	X	15	X	X	X	2	5	2	X	15	X

General notes to Table –2:

- (a) All distances are face-to-face clear minimum separation distances in metres.
- (b) “X” indicates suitable separation distance as per good engineering practices to meet constructional, operational and maintenance requirements.
- (c) Separation distances specified in Table-2 are the minimum recommended distances that the industry should adhere and the same could be suitably modified as required to suit space constraints and relevant engineering practices except the followings, namely: -
 - (i.) Blow down facility (open pit type) or oil catcher shall be located at a distance not less than 30 m from fired heater or any fired equipment. If the blow down drum is located underground or oil catcher is cover with vent to safe location, the minimum separation distance shall be 15m,
 - (ii.) Fuel Oil Day tank shall be located at a distance of not less than 15m from equipment except those facilities such as heat exchanger and pump connected directly with the Fuel Oil system,
- (d) Firewater hydrant or monitors shall be minimum 15 m away from the equipment that is to be

protected.

- (e) Water spray deluge valve shall be minimum 15 m from equipment handling hydrocarbon, and
- (f) Fuel gas knock out drum shall be located at a minimum separation distance of 15 m from the heater.

Table – 3

Separation Distances between Tank or Offsite Facilities - (For Large Installations)

Sr. no.	Tanks / Facility	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Storage Tank for Petroleum Class A / Class B.	T4	T4	15	15	15	15	8	15	0.5 D Minimum 20m
2	Storage Tank for Petroleum Class C	T4	X	15	X	8	X	X	X	0.5 D Minimum 20m
3	Storage / Filling Shed for petroleum Class A or class B	15	15	X	8	15	15	8	15	15
4	Storage / Filling Shed for Petroleum Class C	15	X	8	X	8	X	X	X	10
5	Tank vehicle loading / Unloading for petroleum class A	15	15	15	8	X	X	8	15	20
6	Tank Vehicle loading / unloading for Class C	15	X	15	X	X	X	X	X	10
7	Flame proof Electric Motor	8	X	8	X	8	X	X	8	X
8	Non flame proof electric Motor	15	X	15	X	15	X	8	X	X
9	Boundary wall	0.5 D Minimum 20m	0.5 D Minimum 20m	15	10	20	10	X	X	X

Table – 4

Separation Distances between Storage Tanks within a Dyke

Sr. no.	Item	Between floating Roof Tanks Class A and Class B	Between fixed Roof Tanks Class A and Class B	Between Class C Petroleum Storage tanks
1	All tanks with Diameter upto 50 metres	$(D+d) / 4$ Minimum 10 m	$(D+d) / 4$ Minimum 10 m	$(D+d) / 6$. Minimum 6 m.
2	Tanks with Diameter exceeding 50 metres	$(D+d) / 4$	$(D+d) / 3$	$(D+d) / 4$.

General notes to Table – 3 and Table 4:

- All separation distances are in metres.
- “X” indicates suitable separation distance as per good engineering practices to meet constructional, operational and maintenance requirements.
- D and d stands for diameter of larger and smaller tanks.
- In Table – 3 all distances shall be measured between the nearest points on the perimeter of each facility except in the case of tank vehicle loading/unloading area where the distance shall be measured from the centre of each bay.
- In Table –4, Distances given are shell to shell in the same dyke.
- For different combination of storage tanks, the stringent of the applicable formulae shall be considered for minimum separation distance.
- The distance of storage tanks from boundary wall is applicable for
- Floating roof tanks having protection for exposure.
- Tanks with weak roof-to-shell joint having approved foam or inerting system, the tank diameter not exceeding 50 metre.
- For the facilities not covered in Table- 3, refer Table-1.
- For Table-3, the distance requirement from Storage Tank to Flame proof Electric Motors is not applicable to Motors of Side entry Mixers for Tanks.

Table – 5

Separation Distances between Tanks or Offsite Facilities - (For Small Installations)

Sr. no.	Tanks/ Facility	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Storage Tank Class A	0.5D	0.5D	$0.5D / 6.0$	9	9	9	15	15	15	3	15	15	15
2	Storage Tank Class B	0.5D	0.5D	$0.5D / 6.0$	9	0.5D	0.5D	9	4.5	4.5	3	4.5	D Minimum 4.5	D Minimum 4.5

Sr. no.	Tanks/ Facility	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3	Storage Tank Class C	0.5D / 6.0	0.5D / 6.0	X	9	0.5D	X	9	4.5	X	X	X	0.5D Minimum 3.0	0.5D Minimum 3.0
4	Storage / Filling shed for petroleum Class –A	9	9	9	X	4.5	6	9	9	9	3	9	9	9
5	Storage / Filling shed for petroleum Class –B	9	0.5D	0.5D	4.5	X	1.5	9	4.5	4.5	1.5	4.5	4.5	4.5
6	Storage / Filling shed for petroleum Class –C	9	0.5D	X	6	1.5	X	9	4.5	X	X	X	3	3
7	Tank vehicle Loading / unloading Class – A	15	9	9	9	9	9	X	9	9	3	9	9	9
8	Tank vehicle Loading / unloading Class – B	15	4.5	4.5	9	4.5	4.5	9	X	4.5	1.5	4.5	4.5	4.5
9	Tank vehicle Loading / unloading Class – C	15	4.5	X	9	4.5	X	9	4.5	X	X	X	3	3
10	Flame proof Electric motors	3	3	X	3	1.5	X	3	1.5	X	X	3	X	X
11	Non Flame proof Electric motors	15	4.5	X	9	4.5	X	9	4.5	X	3	X	X	X
12	Office building, stores, amenities	15	D Minimum 4.5	0.5D Minimum 3.0	9	4.5	3	9	4.5	3	X	X	X	X
13	Boundary wall	15	D Minimum 4.5	0.5D Minimum 3.0	9	4.5	3	9	4.5	3	X	X	X	X

General notes to Table –5:

- All separation distances are in metre and the table specifies the minimum requirement.
- “X” indicates suitable separation distance as per good engineering practices to meet constructional, operational and maintenance requirements
- “D” indicates the diameter of the larger tank.
- Distances given for the tanks are shell to shell in the same dyke.
- Where alternate distances are specified (such as 0.5 D / 6.0), the minimum thereof shall be used.
- All distances shall be measured between the nearest points on the perimeter of each facility except

in case of tank vehicle loading /unloading area where the distance shall be from the centre of each bay.

- (g) Pig launcher/receiver at liquid hydrocarbon handling pipeline installations should be located conforming to separation distances as stipulated in Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Regulations, 2009 or Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2016.
- (h) The distance requirement from Storage Tank to Flame proof Electric Motors is not applicable to Motors of Side Entry mixers for Tanks.

VANDANA SHARMA, Secretary.

Footnote:

1. The Principal regulations, Petroleum and Natural Gas Regulatory Board(Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Regulations, 2023 was published in Gazette of India, Part 3, Sec.4, on 29th March, 2023 vide F.No. PNGRB/Tech/8 T4SR&GP/(1)/2023 (P-4247).
2. The Principal regulations, Petroleum and Natural Gas Regulatory Board(Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Regulations, 2023 was published in Gazette of India, Part 3, Sec.4, on 23rd July, 2025 vide F.No. PNGRB/Tech/18-penalty-T4SReg./(9)/2024/(E-5488)/11.
3. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Amendment Regulations, 2026 were notified on 16th January 2026 vide F. No. PNGRB/Tech/8-T4SR&GP/(1)/2023-Volume(2) (E-4318).