


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Тольяттинский государственный университет
Институт машиностроения
Кафедра «Управление промышленной и экологической безопасностью»

А.В. Щипанов

ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Практикум





УДК 622.692
ББК 39.71

Рецензенты:

канд. техн. наук, зам. главного инженера ООО «Газпромтрансгаз Самара» ПАО «Газпром» *Б.С. Заяц*;
канд. техн. наук, доцент кафедры «Управление промышленной и экологической безопасностью» Тольяттинского государственного университета *К.Я. Васькин*.

Щипанов, А.В. Обслуживание и ремонт линейной части газонефтепроводов : практикум / А.В. Щипанов. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2019. – 1 оптический диск.

Практикум содержит практические задания и методические указания по дисциплине «Обслуживание и ремонт линейной части газонефтепроводов».

Предназначен для студентов направления подготовки бакалавров 20.03.01 «Техносферная безопасность» (профиль «Безопасность технологических процессов и производств») очной формы обучения.

Текстовое электронное издание.

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Тольяттинского государственного университета.

Минимальные системные требования: IBM PC-совместимый компьютер: Windows XP/Vista/7/8; PIII 500 МГц или эквивалент; 128 Мб ОЗУ; SVGA; CD-ROM; Adobe Acrobat Reader.

© ФГБОУ ВО «Тольяттинский
государственный университет», 2019



Редактор *О.П. Корабельникова*
Технический редактор *Н.П. Крюкова*
Компьютерная верстка: *Л.В. Сызганцева*
Художественное оформление,
компьютерное проектирование: *И.В. Карасев, Г.В. Карасева*

Дата подписания к использованию 25.06.2019.

Объем издания 13 Мб.

Комплектация издания: компакт-диск, первичная упаковка.

Заказ № 1-35-18.

Издательство Тольяттинского государственного университета
445020, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14,
тел. 8 (8482) 53-91-47, www.tltsu.ru

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	6
СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ	8
МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗУЧЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ	10
Модуль 1. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ	13
Практическое задание 1. Регламенты эксплуатации и технического обслуживания линейной части магистральных газопроводов	13
Практическое задание 2. Оформление линейной части магистральных газопроводов	15
Практическое задание 3. Регламент технического обслуживания линейной части магистральных нефтепроводов	32
Практическое задание 4. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления	39
Практическое задание 5. Требования промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов магистральных трубопроводов	40
Практическое задание 6. Анализ опасностей технологических процессов на магистральных трубопроводах	42
Модуль 2. МЕТОДЫ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ	44
Практическое задание 7. Методы ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов	44
Практическое задание 8. Регламент технического диагностирования газопроводов	50
Практическое задание 9. Регламент текущего ремонта линейной части магистральных нефтепроводов	51
Модуль 3. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	58
Практическое задание 10. Регламент капитального ремонта линейной части магистрального газопровода	58
Практическое задание 11. Регламент капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода	59
Практическое задание 12. Требования промышленной безопасности при капитальном ремонте опасных производственных объектов магистральных трубопроводов	66

Практическое задание 13. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Требования к сети газораспределения и сети газопотребления на этапе капитального ремонта	67
Практическое задание 14. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Оценка соответствия сети газораспределения и сети газопотребления требованиям технического регламента	69
Модуль 4. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ	71
Практическое задание 15. Правила по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта	71
Практическое задание 16. Правила по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта. Требования к применению средств защиты. Требования к профессиональному отбору работников и проверке знаний правил по охране труда	72
Вопросы итогового контроля	74
Библиографический список	76
Приложение 1	77
Приложение 2	85
Приложение 3	92
Приложение 4	100
Приложение 5	104
Приложение 6	117
Приложение 7	124
Приложение 8	160
Приложение 9	163
Приложение 10	171
Приложение 11	176
Приложение 12	183
Приложение 13	188
Приложение 14	191
Приложение 15	195
Приложение 16	208
Приложение 17	213

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ – важнейшие и широко используемые виды энергетического сырья в современном обществе. Для их транспортировки широко применяется трубопроводный транспорт.

Трубопроводным называют транспорт, посредством которого осуществляется перемещение твердых, парообразных или жидких продуктов. С его помощью обычно сырье доставляется к потребителям.

В России создана разветвленная сеть газо- и нефтепроводов, снабжающая углеводородами экономику России, а также Европы и Азии. Общая протяженность магистральных газо- и нефтепроводов в нашей стране составляет не один десяток тысяч километров.

Нефтепровод – это инженерное сооружение, предназначенное для транспортировки нефти и нефтепродуктов с помощью трубопровода. При транспортировке нефтепродуктов употребляют термин нефтепродуктопровод.

Газопровод – это инженерное сооружение, предназначенное для транспортировки газа и его продуктов с помощью трубопровода.

Трубопроводный транспорт обладает целым рядом достоинств.

Трубопроводы обеспечивают надежную, предсказуемую и бесперебойную доставку сырья потребителю. Прокладка магистральных трубопроводов может осуществляться в любых направлениях и регионах, а также в любых климатических, геологических, инженерных и топографических условиях. При этом трубопроводы могут прокладываться не только сухопутным, но и водным, в том числе морским, путем.

В процессе работы данная сеть требует постоянного технического обслуживания, а иногда и различного ремонта, в том числе капитального. Знакомству с этими вопросами и посвящены предлагаемые практические задания.

Настоящий практикум предназначен для методической помощи студентам, изучающим дисциплину «Обслуживание и ремонт линейной части газонефтепроводов».

Цель изучения дисциплины: сформировать у будущих бакалавров базовые знания о системе технического обслуживания и ремонта линейной части магистральных газонефтепроводов.

Задачи дисциплины

1. Ознакомить студентов с организацией технического обслуживания линейной части магистральных газонефтепроводов.
2. Ознакомить студентов с методами ремонта дефектных участков магистральных газонефтепроводов.
3. Сформировать знание особенностей капитального ремонта газонефтепроводов.

В результате изучения дисциплины студент должен знать инженерные разработки среднего уровня сложности. Он должен уметь осуществлять инженерные разработки среднего уровня сложности в составе коллектива и владеть навыками работы в составе коллектива.

Результаты освоения дисциплины проверяются в ходе выполнения практических работ и сдачи зачета.

СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Модуль 1. Организация технического обслуживания линейной части магистральных газонефтепроводов

1.1. Общие сведения о магистральных трубопроводах. Назначение и классификация.

1.2. Состав сооружений магистральных газонефтепроводов.

1.3. Техническое обслуживание линейной части магистральных газопроводов.

1.4. Состав сооружений магистральных нефтепроводов.

1.5. Техническое обслуживание линейной части магистральных нефтепроводов.

Практическое задание 1. Регламенты эксплуатации и технического обслуживания линейной части магистральных газопроводов.

Практическое задание 2. Оформление линейной части магистральных газопроводов.

Практическое задание 3. Регламент технического обслуживания линейной части магистральных нефтепроводов.

Практическое задание 4. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления.

Практическое задание 5. Требования промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов магистральных трубопроводов.

Практическое задание 6. Анализ опасностей технологических процессов на магистральных трубопроводах.

Модуль 2. Методы ремонта дефектных участков магистральных газонефтепроводов

2.1. Виды дефектов магистральных нефтепроводов.

2.2. Виды дефектов магистральных газопроводов.

2.3. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.

2.4. Методы ремонта дефектных участков нефтепровода.

2.5. Методы ремонта дефектных участков газопровода.

Практическое задание 7. Методы ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов.

Практическое задание 8. Регламент технического диагностирования газопроводов.

Практическое задание 9. Регламент текущего ремонта линейной части магистральных нефтепроводов.

Практическое задание 10. Регламент капитального ремонта линейной части магистрального газопровода.

Модуль 3. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов

3.1. Капитальный ремонт магистральных нефтепроводов.

3.2. Капитальный ремонт магистральных газопроводов.

Практическое задание 11. Регламент капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода.

Практическое задание 12. Требования промышленной безопасности при капитальном ремонте опасных производственных объектов магистральных трубопроводов.

Практическое задание 13. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Требования к сети газораспределения и сети газопотребления на этапе капитального ремонта.

Практическое задание 14. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Оценка соответствия сети газораспределения и сети газопотребления требованиям технического регламента.

Модуль 4. Охрана окружающей среды при обслуживании и ремонте магистральных газонефтепроводов

Практическое задание 15. Правила по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта.

Практическое задание 16. Правила по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта. Требования к применению средств защиты. Требования к профессиональному отбору работников и проверке знаний правил по охране труда.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗУЧЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ

Работу над курсом студентам рекомендуется начать с изучения нормативных документов:

- СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;
- Руководящий документ РД 39-30-499-80 «Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов»;
- Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. № 870 «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления»;
- Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 г. № 520. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»;
- РД 153-39.4-067-04 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов»;
- СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;
- Постановление Минтруда России от 17 июня 2003 г. № 36 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации промышленного транспорта (конвейерный, трубопроводный и другие транспортные средства непрерывного действия)».

При освоении курса необходимо:

- изучить теоретический учебный материал;
- выполнить практические задания 1–16;
- оформить отчет по практическим заданиям;
- сдать отчет по практическим заданиям.

Обозначения и сокращения

В пособии используются приведенные далее обозначения и сокращения:

- d – минимальный измеренный наружный диаметр трубы, мм;
- D_n – номинальный наружный диаметр трубы, мм;
- t – номинальная толщина стенки трубы, мм;
- АВП – аварийно-восстановительный поезд;
- АК – акционерная компания;
- ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;
- ВСН – ведомственные строительные нормы;
- ВТД – внутритрубная дефектоскопия;
- ВТУ – внутритрубное устройство;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГРС – газораспределительная станция;
- ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;
- ДПР – дефект, подлежащий ремонту;
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- КМТ – композитно-муфтовая технология;
- КРН – коррозионное растрескивание под напряжением;
- ЛЧ – линейная часть;
- ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба;
- МГ – магистральный газопровод;
- МН – магистральный нефтепровод;
- H_v – глубина вмятины;
- H_d – допустимая глубина вмятины, или сумма выступа и глубины гофра при ремонте по композитно-муфтовой технологии;
- НД – нормативная документация;
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ОАО МН – открытое акционерное общество магистральных нефтепроводов;
- ОПО МТ – опасный производственный объект магистрального трубопровода;
- ОСТ – стандарт отрасли, стандарт организации;
- ОУ – очистное устройство;

- ПО ЭМГ – производственный отдел по эксплуатации магистрального газопровода;
- ПОО – потенциально опасный объект;
- ПОР – дефект первоочередного ремонта;
- ПОЭ – подразделение, ответственное за эксплуатацию;
- РД – руководящий документ;
- СНиП – строительные нормы и правила;
- СП – свод правил;
- ТОР – техническое обслуживание и ремонт;
- УАВР – управление аварийно-восстановительных работ;
- ЦБПО – центральная база производственного обеспечения;
- ЭО – эксплуатирующая организация.

Модуль 1. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Практическое задание 1 Регламенты эксплуатации и технического обслуживания линейной части магистральных газопроводов

Цель работы: ознакомиться с регламентами эксплуатации и технического обслуживания линейной части магистральных газопроводов.

Нормативные документы

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

Теоретическая часть

Регламент технического обслуживания линейной части магистральных газопроводов изложен в СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

Целью разработки этого стандарта является повышение эффективности и надежности эксплуатируемых магистральных газопроводов с применением прогрессивных технологических и научно-технических решений.

Стандарт устанавливает требования к технической и безопасной эксплуатации объектов, сооружений, систем и оборудования магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

Основное содержание документа приведено в прил. 1.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выполнить практическое задание, заполнив табл. 1.1, 1.2, 1.3 бланка выполнения задания.

Бланк выполнения задания 1

Таблица 1.1

Эксплуатация линейной части магистральных газопроводов

Процесс (действие)	Исполнитель или содержание
Техническое руководство эксплуатацией газопроводов ЛЧ в ЭО	
Административное и техническое руководство эксплуатацией ЛЧ МГ в границах зоны обслуживания филиала ЭО	
Эксплуатация ЛЧ в филиале ЭО	
Функции ЛЭС	

Таблица 1.2

Техническое обслуживание линейной части магистральных газопроводов

Процесс (действие)	Исполнитель или содержание
Техническое обслуживание ЛЧ МГ	
Методическое руководство техническим обслуживанием ЛЧ МГ	
Обязанности филиала ЭО, обслуживающего ЛЧ МГ	
Работы при плановом осмотре ЛЧ МГ	

Таблица 1.3

Техническое обслуживание объектов линейной части магистральных газопроводов

Объект работы	Сроки проведения	Содержание работ
Надземные переходы		
Контроль фактической глубины заложения газопровода		
Участки газопроводов, проложенные в подвижных песках и дамбах		
Проверка на отсутствие электрического контакта между трубой и футляром		
Очистка полости газопровода		
ПОО по КРН ЛЧ МГ		

Практическое задание 2

Оформление линейной части магистральных газопроводов

Цель работы: изучить характеристики и получить навыки применения знаков для оформления ЛЧ МГ.

Нормативные документы

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

Теоретическая часть

Знаки для оформления ЛЧ МГ приводятся в СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

Основное содержание документа приведено в прил. 2.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выбрать вариант задания к работе (табл. 2.1, 2.2).
3. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания 2, указав индексы, наименования и приведя эскизы знаков своего варианта.

Выбор варианта

Первые две буквы фамилии	Вариант	Первые две буквы фамилии	Вариант
Аа – Ак	1	Ол – Оя	26
Ал – Ая	2	Па – Пк	27
Ба – Бк	3	Пл – Пя	28
Бл – Бя	4	Ра – Рк	29
Ва – Вк	5	Рл – Ря	30
Вл – Вя	6	Са – Ск	31
Га – Гк	7	Сл – Ся	32
Гл – Гя	8	Та – Тк	33
Да – Дк	9	Тл – Тя	34
Дл – Дя	10	Уа – Ук	35
Еа – Ея	11	Ул – Уя	36
Ёа – Ёя	12	Фа – Фя	37
Жа – Жя	13	Ха – Хя	38
За – Зя	14	Ца – Ця	39
Иа – Ик	15	Ча – Чя	40
Ил – Ия	16	Ша – Шл	41
Ка – Кк	17	Шм – Шя	42
Кл – Кя	18	Ща – Щл	43
Ла – Лк	19	Щм – Щя	44
Лл – Ля	20	Эа – Эк	45
Ма – Мк	21	Эл – Эя	46
Мл – Мя	22	Юа – Юк	47
На – Нк	23	Юл – Юя	48
Нл – Ня	24	Яа – Як	49
Оа – Ок	25	Ял – Яя	50

Таблица 2.2

Варианты заданий по определению знаков
пожарной безопасности

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
1	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
2	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий площадок КС, ГРС, ГИС на расстоянии 50 м от ограждения
3	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
4	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
4	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
5	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы
6	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий площадок КС, ГРС, ГИС на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
7	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
7	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
8	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
9	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий площадок КС, ГРС, ГИС на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
10	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
11	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы
12	Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
13	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы
14	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
15	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
16	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий площадок КС, ГРС, ГИС на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
17	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
18	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
18	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территориями промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
19	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территориями промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
20	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территориями промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
21	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
22	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий площадок на расстоянии 50 м от ограждения
23	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
24	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
25	Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
26	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
27	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий площадок на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
28	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
28	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
29	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
30	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территориями промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
31	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
32	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсаторных узлов, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий промплощадок КС, ГРС, ГИС на расстоянии 50 м от ограждения
33	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсаторных узлов, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
34	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсаторных узлов, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
35	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы
36	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы
37	Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
38	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата


№ варианта	Задание (месторасположение знака)
39	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
40	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
41	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
42	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
43	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
44	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территориями промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения
45	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
45	Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы
46	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы
47	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
48	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают в местах неорганизованных проездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам
49	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО
	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата

№ варианта	Задание (месторасположение знака)
50	Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата
	Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения: охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО, а также на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями
	Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО

Образец выполнения задания 2

№ варианта	Задание (месторасположение знака)	Знаки оформления линейной части магистральных газопроводов		
		Индекс знака	Наименование знака	Эскиз знака
51	Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата	С.1	«Газ! Вход запрещен»	

Бланк выполнения задания 2

Оформление ЛЧ МГ

№ варианта	Задание (месторасположение знака)	Знаки оформления линейной части магистральных газопроводов		
		Индекс знака	Наименование знака	Эскиз знака

Практическое задание 3

Регламент технического обслуживания линейной части магистральных нефтепроводов

Цель работы: ознакомиться с техническим обслуживанием линейной части магистральных нефтепроводов.

Нормативные документы

Руководящий документ РД 39-30-499-80 «Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов».

Теоретическая часть

В «Положении о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов» устанавливаются сроки, содержание, порядок организации плановых мероприятий по обеспечению надежности объектов линейной части магистральных нефтепроводов и отчетности. Приводятся ориентировочные значения трудоемкости мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту (ТОР), формы необходимых документов.

Основное содержание документа приведено в прил. 3.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выбрать вариант задания к работе (табл. 3.1, 3.2).
3. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Таблица 3.1

Выбор варианта

Первые две буквы фамилии	Вариант	Первые две буквы фамилии	Вариант
Аа – Ак	1	Ол – Оя	26
Ал – Ая	2	Па – Пк	27
Ба – Бк	3	Пл – Пя	28
Бл – Бя	4	Ра – Рк	29
Ва – Вк	5	Рл – Ря	30
Вл – Вя	6	Са – Ск	31
Га – Гк	7	Сл – Ся	32
Гл – Гя	8	Та – Тк	33
Да – Дк	9	Тл – Тя	34
Дл – Дя	10	Уа – Ук	35
Еа – Ея	11	Ул – Уя	36
Ёа – Ёя	12	Фа – Фя	37
Жа – Жя	13	Ха – Хя	38
За – Зя	14	Ца – Ця	39
Иа – Ик	15	Ча – Чя	40
Ил – Ия	16	Ша – Шл	41
Ка – Кк	17	Шм – Шя	42
Кл – Кя	18	Ща – Щл	43
Ла – Лк	19	Щм – Щя	44
Лл – Ля	20	Эа – Эк	45
Ма – Мк	21	Эл – Эя	46
Мл – Мя	22	Юа – Юк	47
На – Нк	23	Юл – Юя	48
Нл – Ня	24	Яа – Як	49
Оа – Ок	25	Ял – Яя	50

Задания по вариантам

№ варианта	Объекты
1	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
2	Собственно трубопровод
	Охранная зона нефтепровода
3	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вентузы)
	Переходы: а) подводные
4	Переходы: а) подводные
	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вентузы)
5	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
6	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
7	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
8	Защитные противопожарные сооружения
	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
9	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
10	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
11	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
	Дома обходчиков

№ варианта	Объекты
12	Дома обходчиков
	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
13	Охранная зона нефтепровода
	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
14	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
15	Охранная зона нефтепровода
	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
16	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
17	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
18	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
19	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
20	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
21	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
22	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные

№ варианта	Объекты
23	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
24	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
25	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
26	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
27	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
28	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
29	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
30	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
31	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
32	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
33	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
34	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
35	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами

№ варианта	Объекты
36	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
37	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
38	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
39	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
40	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
41	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
42	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
43	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
44	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
45	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
46	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
47	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения

№ варианта	Объекты
48	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
49	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
50	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами

Бланк выполнения задания 3

Техническое обслуживание ЛЧ МН

Процесс (действие)		Исполнитель или содержание	
Техническое обслуживание и ремонт объектов ЛЧ МН			
Состав линейной части МН			
Вариант	Объект	Сроки выполнения	Вид работ технического обслуживания

Практическое задание 4

Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления

Цель работы: ознакомиться с техническим регламентом о безопасности сетей газораспределения и газопотребления при эксплуатации.

Нормативные документы

Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. № 870 «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

Теоретическая часть

В соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании» Правительство РФ приняло «Технический регламент для защиты жизни и (или) здоровья граждан, имущества физических и (или) юридических лиц, государственного и (или) муниципального имущества, охраны окружающей среды, жизни и (или) здоровья животных и растений, предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей, а также для обеспечения энергетической эффективности».

Действие Технического регламента распространяется на сеть газораспределения и сеть газопотребления, а также на связанные с ними процессы проектирования (включая инженерные изыскания), строительства, реконструкции, монтажа, эксплуатации (включая техническое обслуживание, текущий ремонт), капитального ремонта, консервации и ликвидации.

Основное содержание документа приведено в прил. 4.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Бланк выполнения задания 4

Мониторинг и устранение выявленных недостатков сетей газораспределения и газопотребления

Процесс	Исполнитель
Мониторинг и устранение выявленных недостатков	
Объекты мониторинга	Содержание мониторинга и действия по устранению выявленных недостатков
Подземные газопроводы	
Надземные газопроводы	
Технологические устройства	

Практическое задание 5 Требования промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов магистральных трубопроводов

Цель работы: ознакомиться с нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов».

Нормативные документы

Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 г. № 520. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов».

Теоретическая часть

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма на опасных производственных объектах магистральных трубопроводов (далее – ОПО МТ), на которых транспортируются опасные вещества – углеводороды, находящиеся в жидком (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, конденсат газовый, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) и/или газообразном (газ) состоянии.

Основное содержание документа приведено в прил. 5.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Бланк выполнения задания 5

Требования промышленной безопасности
при эксплуатации ОПО МТ

Параметры	Содержание
Области применения «Правил безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»	
Требования промышленной безопасности при эксплуатации ОПО МТ	
Порядок технического обслуживания и ремонтных работ на ОПО МТ	
Порядок технического диагностирования ОПО МТ	

Практическое задание 6

Анализ опасностей технологических процессов на магистральных трубопроводах

Цель работы: ознакомиться с нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов».

Нормативные документы

Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 г. № 520. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов».

Теоретическая часть

Принятие комплекса организационных и технических мер для безаварийного функционирования ОПО МТ, ограничения воздействия последствий аварий на население и окружающую среду и обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии следует возлагать на организацию, эксплуатирующую опасный производственный объект.

Основное содержание документа приведено в прил. 6.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Бланк выполнения задания 6

Анализ опасностей технологических процессов на МТ

Процесс (действие)	Исполнитель или содержание
Принятие комплекса мер для безаварийного функционирования ОПО МТ, ограничения воздействия последствий аварий на население и окружающую среду и обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии	
Меры для безаварийного функционирования ОПО МТ, ограничения воздействия последствий аварий на население и окружающую среду и обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии	
Факторы, учитываемые при проведении анализа риска	
Этапы проведения процесса количественного анализа риска аварии	
Степени сравнения рассчитанных показателей риска со среднестатистическим уровнем риска аварии	
Содержание отчета по анализу риска аварии на ОПО МТ	

Модуль 2. МЕТОДЫ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Практическое задание 7 Методы ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов

Цель работы: получить практические навыки выбора метода ремонта магистрального нефтепровода.

Нормативные документы

РД 153-39.4-067-04 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов».

Теоретическая часть

РД 153-39.4-067-04 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов» предназначен для назначения методов ремонта дефектов нефтепроводов, обнаруживаемых при внутритрубной диагностике и другими методами неразрушающего контроля, а также при ликвидации аварий.

Требования данного РД являются обязательными при выборочном и капитальном ремонте линейной части нефтепроводов, технологических нефтепроводов НПС и нефтебаз.

Требования указанного РД являются обязательными для ОАО МН, ОАО «АК «Транснефть», эксплуатирующих нефтепроводы, а также для подрядчиков, выполняющих работы по ремонту и диагностике нефтепроводов.

Основное содержание документа приведено в прил. 7.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выбрать вариант задания к работе (табл. 7.1, 7.2).
3. Для своего варианта заполнить бланк выполнения задания 7, внеся в него сведения из табл. 4.2 и 6.2 прил. 7 для дефектов, указанных в выбранном варианте.

Таблица 7.1

Выбор варианта

Первые две буквы фамилии	Вариант	Первые две буквы фамилии	Вариант
Аа – Ак	1	Ол – Оя	26
Ал – Ая	2	Па – Пк	27
Ба – Бк	3	Пл – Пя	28
Бл – Бя	4	Ра – Рк	29
Ва – Вк	5	Рл – Ря	30
Вл – Вя	6	Са – Ск	31
Га – Гк	7	Сл – Ся	32
Гл – Гя	8	Та – Тк	33
Да – Дк	9	Тл – Тя	34
Дл – Дя	10	Уа – Ук	35
Еа – Ея	11	Ул – Уя	36
Ёа – Ёя	12	Фа – Фя	37
Жа – Жя	13	Ха – Хя	38
За – Зя	14	Ца – Ця	39
Иа – Ик	15	Ча – Чя	40
Ил – Ия	16	Ша – Шл	41
Ка – Кк	17	Шм – Шя	42
Кл – Кя	18	Ща – Щл	43
Ла – Лк	19	Щм – Щя	44
Лл – Ля	20	Эа – Эк	45
Ма – Мк	21	Эл – Эя	46
Мл – Мя	22	Юа – Юк	47
На – Нк	23	Юл – Юя	48
Нл – Ня	24	Яа – Як	49
Оа – Ок	25	Ял – Яя	50

Таблица 7.2

Варианты заданий

№ варианта	Номера дефектов по таблице 4.2 прил. 7 «Классификация дефектов по критерию очередности ремонта»	№ варианта	Номера дефектов по таблице 4.2 прил. 7 «Классификация дефектов по критерию очередности ремонта»
1	1	26	1
	11		11
	21		21
2	2	27	2
	12		12
	22		22
3	3	28	3
	13		13
	23		23
4	4	29	4
	14		14
	24		24
5	5	30	5
	15		15
	25		25
6	6	31	6
	16		16
	14		14
7	7	32	7
	17		17
	12		12
8	8	33	8
	18		18
	21		21

№ варианта	Номера дефектов по таблице 4.2 прил. 7 «Классификация дефектов по критерию очередности ремонта»	№ варианта	Номера дефектов по таблице 4.2 прил. 7 «Классификация дефектов по критерию очередности ремонта»
9	9	34	9
	19		19
	4		4
10	10	35	10
	20		20
	25		25
11	11	36	11
	21		21
	22		22
12	12	37	12
	22		22
	5		5
13	13	38	13
	23		23
	7		7
14	14	39	14
	24		24
	5		5
15	15	40	15
	25		25
	6		6
16	16	41	16
	22		22
	4		4
17	17	42	17
	25		25
	6		6

№ варианта	Номера дефектов по таблице 4.2 прил. 7 «Классификация дефектов по критерию очередности ремонта»	№ варианта	Номера дефектов по таблице 4.2 прил. 7 «Классификация дефектов по критерию очередности ремонта»
18	18	43	18
	7		7
	21		21
19	19	44	19
	12		12
	23		23
20	20	45	20
	7		7
	13		13
21	21	46	21
	5		5
	9		9
22	22	47	22
	7		7
	13		13
23	23	48	23
	15		15
	8		8
24	24	49	24
	7		7
	13		13
25	25	50	25
	3		3
	15		15

Бланк выполнения задания 7

Вариант №									
Номер дефекта (из задания)	Описание дефекта (по табл. 4.2)	Дефекты, подлежащие ремонту (по табл. 4.2)	Дефекты первоочередного ремонта (по табл. 4.2)	Тип дефекта и его расположение (по табл. 6.2)	Дефект и его параметры (по табл. 4.2)	Метод ремонта (по табл. 4.2)	Ремонтная конструкция (если ее применение оговорено в табл. 4.2)	Дополнительные сведения (при необходимости)	
-									
-									
-									

Практическое задание 8

Регламент технического диагностирования газопроводов

Цель работы: ознакомиться с процедурами технического диагностирования газопроводов.

Нормативные документы

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

Теоретическая часть

Процедура **технического диагностирования** ЛЧ МГ приведена в СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов». Здесь говорится, что обеспечение эксплуатационной надежности ЛЧ МГ достигают комплексом организационных и технических мероприятий, направленных на поддержание работоспособного состояния ЛЧ МГ и реализуемых в рамках централизованной системы диагностического обслуживания ЛЧ МГ ОАО «Газпром».

Основное содержание документа приведено в прил. 8.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Бланк выполнения задания 8

Техническое диагностирование газопроводов ЛЧ МГ

Параметры	Содержание
Задачи ПОЭ в области контроля и диагностирования технического состояния ЛЧ МГ	
Сроки технического диагностирования МГ	
Основные способы диагностирования технического состояния ЛЧ МГ	
Основные методы неразрушающего контроля	
Параметры, учитываемые при составлении проектов планов технического диагностирования ЛЧ МГ и установлении сроков его проведения	
Оформление результатов технического диагностирования ЛЧ МГ	

Практическое задание 9

Регламент текущего ремонта линейной части магистральных нефтепроводов

Цель работы: ознакомиться с процедурой текущего ремонта линейной части магистральных нефтепроводов.

Нормативные документы

Руководящий документ РД 39-30-499-80 «Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов».

Теоретическая часть

В «Положении о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов» устанавливаются сроки, содержание, порядок организации и отчетности плановых мероприятий по обеспечению надежности объектов линейной части магистральных нефтепроводов. Приводятся ориентировочные значения трудоемкости мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту (ТОР), формы необходимых документов.

Основное содержание документа приведено в прил. 9.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выбрать вариант задания к работе (табл. 9.1, 9.2).
3. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Таблица 9.1

Выбор варианта

Первые две буквы фамилии	Вариант	Первые две буквы фамилии	Вариант
Аа – Ак	1	Ол – Оя	26
Ал – Ая	2	Па – Пк	27
Ба – Бк	3	Пл – Пя	28
Бл – Бя	4	Ра – Рк	29
Ва – Вк	5	Рл – Ря	30
Вл – Вя	6	Са – Ск	31
Га – Гк	7	Сл – Ся	32
Гл – Гя	8	Та – Тк	33
Да – Дк	9	Тл – Тя	34
Дл – Дя	10	Уа – Ук	35
Еа – Ея	11	Ул – Уя	36
Ёа – Ёя	12	Фа – Фя	37
Жа – Жя	13	Ха – Хя	38
За – Зя	14	Ца – Ця	39
Иа – Ик	15	Ча – Чя	40
Ил – Ия	16	Ша – Шл	41
Ка – Кк	17	Шм – Шя	42
Кл – Кя	18	Ща – Щл	43
Ла – Лк	19	Щм – Щя	44
Лл – Ля	20	Эа – Эк	45
Ма – Мк	21	Эл – Эя	46
Мл – Мя	22	Юа – Юк	47
На – Нк	23	Юл – Юя	48
Нл – Ня	24	Яа – Як	49
Оа – Ок	25	Ял – Яя	50

Задания по вариантам

№ варианта	Объекты
1	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
2	Собственно трубопровод
	Охранная зона нефтепровода
3	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
4	Переходы: а) подводные
	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
5	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
6	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
7	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
8	Защитные противопожарные сооружения
	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
9	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
10	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
11	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
	Дома обходчиков

№ варианта	Объекты
12	Дома обходчиков
	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
13	Охранная зона нефтепровода
	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
14	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
15	Охранная зона нефтепровода
	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
16	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
17	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
18	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
19	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
20	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
21	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
22	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные

№ варианта	Объекты
23	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
24	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
25	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
26	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
27	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
28	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
29	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
30	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
31	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
32	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
33	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
34	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
35	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами

№ варианта	Объекты
36	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
37	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
38	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
39	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
40	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
41	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
42	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
43	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
44	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
45	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
46	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
47	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения

№ варианта	Объекты
48	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
49	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
50	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами

Бланк выполнения задания 9

Текущий ремонт ЛЧ МН

Параметр		Содержание	
Подразделения, проводящие мероприятия ремонта объектов ЛЧ МН			
Вариант	Объект	Вид работ текущего ремонта	Сроки выполнения

Модуль 3. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Практическое задание 10 Регламент капитального ремонта линейной части магистрального газопровода

Цель работы: ознакомиться с процедурами капитального ремонта ЛЧ МГ.

Нормативные документы

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

Теоретическая часть

Основные сведения, необходимые для выполнения работы, приведены в прил. 10.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Бланк выполнения задания 10

Капитальный ремонт ЛЧ МГ

Параметр	Содержание
Основания для принятия решения о необходимости ремонта ЛЧ МГ	
Способы выполнения ремонтных работ ЛЧ МГ	
Виды ремонтных работ ЛЧ МГ	
Капитальный ремонт ЛЧ МГ	
Организации, проводящие комплексный капитальный ремонт трасс МГ	
Составитель плана выполнения комплексного капитального ремонта трасс МГ	
Виды работ комплексного капитального ремонта трасс МГ	

Практическое задание 11

Регламент капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода

Цель работы: ознакомиться с процедурой капитального ремонта линейной части магистральных нефтепроводов.

Нормативные документы

Руководящий документ РД 39-30-499-80 «Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов».

Теоретическая часть

Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов является документом, определяющим порядок организации, содержание, сроки и трудоемкость работ при проведении мероприятий ремонта объектов линейной части магистральных нефтепроводов, выполняемых базами производственного обслуживания (БПО), аварийно-восстановительными пунктами (АВП и ОАВП), ремонтно-строительными управлениями (РСУ) и специализированными управлениями по предупреждению и ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах (САВУ или СУПЛАВ).

Положение является обязательным для всех предприятий Главтранснефти Миннефтепрома, осуществляющих эксплуатацию и ремонт линейной части магистральных нефтепроводов.

Основное содержание документа приведено в прил. 11.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выбрать вариант задания к работе (табл. 11.1, 11.2).
3. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Таблица 11.1

Выбор варианта

Первые две буквы фамилии	Вариант	Первые две буквы фамилии	Вариант
Аа – Ак		Ол – Оя	26
Ал – Ая		Па – Пк	27
Ба – Бк		Пл – Пя	28
Бл – Бя		Ра – Рк	29
Ва – Вк		Рл – Ря	30
Вл – Вя		Са – Ск	31
Га – Гк		Сл – Ся	32
Гл – Гя		Та – Тк	33
Да – Дк		Тл – Тя	34
Дл – Дя		Уа – Ук	35
Еа – Ея		Ул – Уя	36
Ёа – Ёя		Фа – Фя	37
Жа – Жя		Ха – Хя	38
За – Зя		Ца – Ця	39
Иа – Ик		Ча – Чя	40
Ил – Ия		Ша – Шл	41
Ка – Кк		Шм – Шя	42
Кл – Кя		Ща – Щл	43
Ла – Лк		Щм – Шя	44
Лл – Ля		Эа – Эк	45
Ма – Мк		Эл – Эя	46
Мл – Мя		Юа – Юк	47
На – Нк		Юл – Юя	48
Нл – Ня		Яа – Як	49
Оа – Ок		Ял – Яя	50

Задания по вариантам

№ варианта	Объекты
1	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
2	Собственно трубопровод
	Охранная зона нефтепровода
3	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
4	Переходы: а) подводные
	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
5	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
6	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
7	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
8	Защитные противопожарные сооружения
	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
9	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
10	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
11	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
	Дома обходчиков

№ варианта	Объекты
12	Дома обходчиков
	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
13	Охранная зона нефтепровода
	Запорная арматура (здвижки, обратные клапаны, вантузы)
14	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
15	Охранная зона нефтепровода
	Запорная арматура (здвижки, обратные клапаны, вантузы)
16	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
17	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
18	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
19	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
20	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
21	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
22	Запорная арматура (здвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные

№ варианта	Объекты
23	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
24	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
25	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
26	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
27	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
28	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
29	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
30	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
31	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
32	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
33	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
34	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
35	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами

№ варианта	Объекты
36	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
37	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
38	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
39	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
40	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
41	Охранная зона нефтепровода
	Собственно трубопровод
42	Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
43	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения
44	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами
45	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
46	Километровые знаки, указатели
	Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты
47	Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру
	Защитные противопожарные сооружения

№ варианта	Объекты
48	Запорная арматура (здвижки, обратные клапаны, вантузы)
	Переходы: а) подводные
49	Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок
	Километровые знаки, указатели
50	Переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи
	Переходы: в) пересечения с железными и автомобильными дорогами

Бланк выполнения задания 11

Капитальный ремонт ЛЧ МН

Параметр		Содержание	
Подразделения, проводящие мероприятия капитального ремонта объектов ЛЧ МН			
Вариант	Объект	Вид работ при капитальном ремонте объектов ЛЧ МН	Сроки выполнения

Практическое задание 12

Требования промышленной безопасности при капитальном ремонте опасных производственных объектов магистральных трубопроводов

Цель работы: ознакомиться с нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов».

Нормативные документы

Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 г. № 520. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов».

Теоретическая часть

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма на опасных производственных объектах магистральных трубопроводов (далее – ОПО МТ), на которых транспортируются опасные вещества – углеводороды, находящиеся в жидком (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, конденсат газовый, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) и/или газообразном (газ) состоянии.

Основное содержание документа приведено в прил. 12.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Бланк выполнения задания 12

Требования промышленной безопасности при эксплуатации ОПО МТ

Параметр	Содержание
Обязательное условие осуществления технических мероприятий в соответствии с документацией при капитальном ремонте ОПО МТ	
Документ, содержащий результаты входного контроля	
Обязательное требование к работникам, осуществляющим непосредственное руководство и выполнение сварочных работ при капитальном ремонте ОПО МТ	
Необходимые условия для определения сроков и методов проведения работ по реконструкции, техническому перевооружению и капитальному ремонту ОПО МТ	

Практическое задание 13

Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Требования к сети газораспределения и сети газопотребления на этапе капитального ремонта

Цель работы: ознакомиться с техническим регламентом о безопасности сетей газораспределения и газопотребления на этапе капитального ремонта.

Нормативные документы

Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. № 870 «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

Теоретическая часть

В соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании» Правительство РФ приняло технический регламент для защиты жизни и (или) здоровья граждан, имущества физических и (или) юридических лиц, государственного и (или) муниципального имущества, охраны окружающей среды, жизни и (или) здоровья животных и растений, предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей, а также для обеспечения энергетической эффективности.

Действие технического регламента распространяется на сеть газораспределения и сеть газопотребления, а также на связанные с ними процессы проектирования (включая инженерные изыскания), строительства, реконструкции, монтажа, эксплуатации (включая техническое обслуживание, текущий ремонт), капитального ремонта, консервации и ликвидации.

Основное содержание документа приведено в прил. 13.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Бланк выполнения задания 13

Требования к сети газораспределения и сети газопотребления на этапе капитального ремонта

Параметр	Содержание
Обязательные для соблюдения при капитальном ремонте параметры	
Последовательность действий в случае выявления отступления от требований технического регламента	
Требования к сварным соединениям	
Требования к технологии укладки газопроводов	

Практическое задание 14

Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Оценка соответствия сети газораспределения и сети газопотребления требованиям технического регламента

Цель работы: ознакомиться с методами оценки соответствия сети газораспределения и сети газопотребления требованиям технического регламента.

Нормативные документы

Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. № 870 «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

Теоретическая часть

В соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании» Правительство РФ приняло технический регламент для защиты жизни и (или) здоровья граждан, имущества физических и (или) юридических лиц, государственного и (или) муниципального имущества, охраны окружающей среды, жизни и (или) здоровья животных и растений, предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей, а также для обеспечения энергетической эффективности.

Действие технического регламента распространяется на сеть газораспределения и сеть газопотребления, а также на связанные с ними процессы проектирования (включая инженерные изыскания), строительства, реконструкции, монтажа, эксплуатации (включая техническое обслуживание, текущий ремонт), капитального ремонта, консервации и ликвидации.

Основное содержание документа приведено в прил. 14.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Бланк выполнения задания 14

Оценка соответствия сети газораспределения и сети газопотребления требованиям технического регламента

Параметр	Содержание
Формы оценки соответствия сети газораспределения и сети газопотребления требованиям технического регламента	
Состав комиссии по приемке сетей газораспределения и газопотребления	
Документы и материалы, предоставляемые строительной организацией при приемке сетей газораспределения и газопотребления	
Документы, формируемые в ходе работы приемочной комиссии	
Структура, осуществляющая государственный контроль (надзор) за соблюдением требований технического регламента	
Ответственность за нарушение требований технического регламента	

Модуль 4. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Практическое задание 15 Правила по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта

Цель работы: ознакомиться с правилами по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта.

Нормативные документы

Постановление Минтруда России от 17 июня 2003 г. № 36 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации промышленного транспорта (конвейерный, трубопроводный и другие транспортные средства непрерывного действия)».

Теоретическая часть

Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации промышленного транспорта (конвейерный, трубопроводный и другие транспортные средства непрерывного действия) устанавливают государственные нормативные требования по охране труда при эксплуатации конвейеров всех типов, рольгангов, транспортеров, трубопроводного транспорта и других транспортных средств непрерывного действия, задействованных в технологических транспортных операциях на предприятиях, в учреждениях, организациях как в составе единого технологического комплекса, линии и т. п., так и при их отдельном применении.

Требования данных Правил распространяются на работников, эксплуатирующих или обеспечивающих эксплуатацию этих транспортных средств, независимо от организационно-правовых форм и форм собственности организаций, а также на граждан, занимающихся предпринимательской деятельностью без образования юридического лица.

Основное содержание документа приведено в прил. 15.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Выполнить практическое задание, заполнив бланк выполнения задания.

Бланк выполнения задания 15

Правила по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта

Параметр	Содержание
Условия безопасности при эксплуатации производственного оборудования в атмосфере пожаро- и взрывоопасной пыли и пылевоздушных смесей	
Руководитель комплексом работ по обеспечению безопасности при эксплуатации транспортных средств непрерывного действия	
Требования охраны труда работников при эксплуатации трубопроводного транспорта	
Требования, предъявляемые к производственным помещениям и производственным площадкам, для охраны труда работников	

Практическое задание 16

Правила по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта. Требования к применению средств защиты. Требования к профессиональному отбору работников и проверке знаний правил по охране труда

Цель работы: ознакомиться с правилами по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта.

Нормативные документы

Постановление Минтруда России от 17 июня 2003 г. № 36 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации промышленного транспорта (конвейерный, трубопроводный и другие транспортные средства непрерывного действия)».

Теоретическая часть

Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации промышленного транспорта (конвейерный, трубопроводный и другие транспортные средства непрерывного действия) устанавливают

государственные нормативные требования по охране труда при эксплуатации конвейеров всех типов, рольгангов, транспортеров, трубопроводного транспорта и других транспортных средств непрерывного действия, задействованных в технологических транспортных операциях на предприятиях, в учреждениях, организациях как в составе единого технологического комплекса, линии и т. п., так и при их отдельном применении.

Требования данных Правил распространяются на работников, эксплуатирующих или обеспечивающих эксплуатацию этих транспортных средств, независимо от организационно-правовых форм и форм собственности организаций, а также на граждан, занимающихся предпринимательской деятельностью без образования юридического лица.

Основное содержание документа приведено в прил. 16.

Алгоритм выполнения задания

1. Ознакомиться с теоретической частью.
2. Основываясь на теоретическом материале, разработать инструкцию по применению средств защиты.
3. Основываясь на теоретическом материале, разработать инструкцию по профессиональному отбору работников и проверке знаний правил по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта.

Бланк выполнения задания 16

1. Инструкция по применению средств защиты

- 1.
- 2.
- 3.
- ...

2. Инструкция по профессиональному отбору работников и проверке знаний правил по охране труда при эксплуатации трубопроводного транспорта

- 1.
- 2.
- 3.
- ...

Вопросы итогового контроля

1. Состав линейной части магистральных газопроводов.
2. Основные задачи технического обслуживания линейной части магистральных газопроводов.
3. Подразделения в структуре технического обслуживания линейной части магистральных газопроводов.
4. Мероприятия технического обслуживания и ремонта линейной части магистральных газопроводов.
5. Составные части планового осмотра.
6. Задачи патрулирования линейной части магистральных газопроводов.
7. Виды патрулирования и их особенности.
8. Профилактическое обслуживание линейной части магистральных газопроводов.
9. Виды работ при текущем ремонте магистральных газопроводов.
10. Планирование мероприятий планового осмотра и технического ремонта.
11. Порядок действий при обнаружении неисправностей и нарушений на линейной части магистральных газопроводов.
12. Порядок действий при обнаружении аварий на линейной части магистральных газопроводов.
13. Знаки на трассе магистральных газопроводов.
14. Задачи подразделений, обслуживающих линейную часть магистральных нефтепродуктопроводов.
15. Объекты особого внимания при осмотре трассы магистральных нефтепродуктопроводов.
16. Нормативно-техническая документация по результатам осмотра трассы магистральных нефтепродуктопроводов.
17. Методы обнаружения повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах.
18. Критерии определения необходимости капитального ремонта линейной части магистральных нефтепродуктопроводов.
19. Работы для оценки технического состояния магистральных нефтепродуктопроводов.
20. Определение необходимой приварной муфты.

21. Определение композитной муфты.
22. Дефекты геометрии трубы.
23. Дефекты стенки трубы.
24. Дефекты сварного шва.
25. Комбинированные дефекты.
26. Дефекты, подлежащие ремонту.
27. Критерии необходимости проведения дополнительного дефектоскопического контроля.
28. Методы неразрушающего контроля при проведении дополнительного дефектоскопического контроля.
29. Выбор вида ремонта.
30. Методы ремонта дефектов магистральных нефтепроводов.
31. Ремонтные конструкции для постоянного ремонта.
32. Ремонтные конструкции для временного ремонта.
33. Требования к проведению ремонта методом шлифовки.
34. Требования к проведению ремонта методом заварки дефектов.
35. Требования к проведению ремонта методом вырезки (замены катушки).
36. Установка ремонтных муфт.
37. Способы ремонта с заменой труб.
38. Способы ремонта с заменой изоляционного покрытия.
39. Подготовительные работы при капитальном ремонте нефтепроводов.
40. Расстановки машин и механизмов при совмещенном способе изоляционно-укладочных работ.
41. Расстановки машин и механизмов при раздельном способе изоляционно-укладочных работ.
42. Очистка наружной поверхности трубопровода.
43. Виды изоляционных покрытий.
44. Укладка изолированного нефтепровода в траншею.
45. Очистка полости трубопровода.
46. Охрана окружающей среды при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.

Библиографический список

1. Мешалкин, В.П. Компьютерная оценка воздействия на окружающую среду магистральных трубопроводов : учеб. пособие / В.П. Мешалкин, О.Б. Бутусов. — М. : ИНФРА-М, 2016. — 449 с. — (Высшее образование: Бакалавриат).
2. Саликов, А.Р. Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам : магистральные газопроводы, наружные газопроводы, внутридомовые газопроводы / А.Р. Саликов. — М. : Инфра-Инженерия, 2015. — 112 с.
3. Пиковский, Ю.И. Основы нефтегазовой геоэкологии : учеб. пособие / Ю.И. Пиковский, Н.М. Исмаилов, М.Ф. Дорохова. — М. : НИЦ ИНФРА-М, 2017. — 400 с. — (Высшее образование: Бакалавриат).
4. Строительство, реконструкция, капитальный ремонт объектов капитального строительства. Нормативные документы по строительству зданий и сооружений. Магистральные и промышленные трубопроводы [Электронный ресурс] : сборник нормативных актов и документов / сост. Ю.В. Хлистун. — Электрон. текстовые данные. — Саратов : Ай Пи Эр Медиа, 2015. — 509 с. — Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/30239.html>.

**СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации
магистральных газопроводов» (выборочно)**

В состав магистральных газопроводов входят объекты:

- линейная часть;
- компрессорные станции с узлами подключения;
- газораспределительные станции;
- газоизмерительные станции;
- станции охлаждения газа;
- подземные хранилища газа.

Требования стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром» и иными организациями, выполняющими по соответствующим договорам проектирование, строительство, эксплуатацию и другие работы на объектах МГ ОАО «Газпром».

Приведение действующих объектов и сооружений магистральных газопроводов к требованиям настоящего стандарта осуществляется при их реконструкции или техническом перевооружении.

Относительно линейной части (ЛЧ) магистральных газопроводов (МГ), состоящей из газопроводов (газопроводов-отводов) с ответвлениями и лупингами, трубопроводной арматуры, переходами через естественные и искусственные препятствия, расходомерными пунктами, узлами пуска и приема внутритрубных устройств, пунктов регулирования давления газа, конденсатосборников и устройств для ввода метанола, емкостей для разгазирования конденсата, установок электрохимической защиты газопроводов от коррозии, линий и сооружений оперативно-технологической и диспетчерской связи, устройств контроля и автоматики, систем телемеханики, систем электроснабжения линейных потребителей, противопожарных средств, противоэрозионных и защитных сооружений, зданий и сооружений (дороги, вертолетные площадки, дома линейных обходчиков и т. п.), знаков безопасности и знаков закрепления трассы в стандарте говорится, что она предназначена для транспортировки газа.

Для обеспечения транспортировки газа предусматривают выполнение основных технологических операций:

- очистку полости МГ от твердых и жидких примесей посредством пропуска очистных устройств;
- ввод, при необходимости, метанола в полость ЛЧ МГ с целью предотвращения образования газогидратов или их разрушения;
- перепуск газа между отдельными газопроводами по внутрисистемным или межсистемным перемышкам, отключение и ввод в работу отдельных участков газопроводов.

Эксплуатационную надежность ЛЧ МГ обеспечивают:

- контролем состояния газопроводов ЛЧ обходами, объездами, облетами трассы с применением технических средств;
- поддержанием в работоспособном состоянии газопроводов ЛЧ за счет технического обслуживания, выполнения диагностических и ремонтно-профилактических работ, реконструкции;
- модернизацией и реновацией морально устаревшего и изношенного оборудования;
- соблюдением требований к охраняемым зонам и минимальным расстояниям до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений, согласно требованию существующих Правил.

Филиалы эксплуатирующих организаций (ЭО) составляют технические паспорта на участки газопроводов в границах обслуживания. Технический паспорт участка МГ составляют по установленной форме и хранят у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию газопровода, назначенного приказом по Филиалу ЭО.

В технические паспорта участка МГ вносят проектные характеристики и сведения о проведенных диагностических обследованиях, ремонтно-профилактических, аварийно-восстановительных работах, капитальных ремонтах и реконструкции газопроводов в течение месяца после оформления документации на выполненные работы.

Организация эксплуатации

Организацию технического руководства эксплуатацией газопроводов ЛЧ в ЭО возглавляет заместитель генерального директора по направлению деятельности и осуществляет производственный отдел по эксплуатации МГ (ПО ЭМГ).

Административное и техническое руководство эксплуатацией ЛЧ МГ в границах зоны обслуживания Филиала ЭО возлагают на начальника Филиала.

Эксплуатацию ЛЧ в Филиале ЭО осуществляет линейно-эксплуатационная служба (ЛЭС).

Функции ЛЭС, ответственность, права и обязанности начальника службы определяет Положение о ЛЭС, которое разрабатывает Филиал ЭО и утверждает руководитель Филиала ЭО.

Основные функции ЛЭС:

- своевременное выполнение технического обслуживания и ремонта ЛЧ;
- поддержание в работоспособном состоянии вспомогательных сооружений, а также оборудования, механизмов и транспортных средств, применяемых при обслуживании и ремонте ЛЧ;
- обеспечение готовности и проведение работ по локализации и ликвидации последствий аварий и отказов;
- контроль за качеством выполнения работ и участие в приемке газопроводов в эксплуатацию после строительства, реконструкции, капитального ремонта;
- подключение вновь построенных, реконструированных или отремонтированных участков к действующим газопроводам;
- хранение и пополнение неснижаемого и аварийного запаса труб, оборудования и материалов;
- предотвращение загрязнения окружающей среды;
- ведение технической документации и отчетности.

В составе ЛЭС, при необходимости, по приказу ЭО создают ремонтно-эксплуатационные пункты, состав и комплектацию которых отражают в Положении о ЛЭС.

В состав ЛЭС могут включать участки, группы или специалистов:

- по эксплуатации газораспределительных станций (ГРС);
- защите от коррозии;
- контрольно-измерительным приборам и автоматике (КИПиА);
- телемеханике;
- неразрушающим методам контроля и др.

Управление аварийно-восстановительных работ (УАВР) или аварийно-восстановительный поезд (АВП) в составе ЭО создают

для оперативного выполнения ремонтно-восстановительных и профилактических работ на ЛЧ с целью предотвращения или устранения последствий инцидентов и аварий. Места дислокации, порядок подчиненности, взаимоотношения со структурными подразделениями ЭО устанавливает Положение об УАВР, АВП, которое утверждает руководитель ЭО.

Техническое обслуживание

Техническое обслуживание ЛЧ осуществляют службы Филиалов ЭО и/или Специализированные организации. Методическое руководство техническим обслуживанием осуществляет производственный отдел ЭО.

- Филиал ЭО, обслуживающий ЛЧ газопроводов, осуществляет:
- периодический осмотр газопроводов и сооружений ЛЧ (переходов через искусственные и естественные препятствия и пр.) для выявления утечек, неисправностей и т. д.;
 - содержание в соответствии с НД трассы, охранной зоны и сооружений;
 - поддержание в исправном состоянии аварийной техники, механизмов, приспособлений, своевременное их пополнение;
 - подготовку газопроводов к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка;
 - содержание вертолетных площадок.

При осмотре проверяют состояние охранной зоны и соблюдение минимальных расстояний от газопроводов, состояние переходов через искусственные и естественные преграды, наличие и состояние реперных знаков, крановые площадки и площадки аварийных запасов труб, узлы приема и пуска ВТУ, вертолетные площадки, вдольтрассовые проезды, подъезды к газопроводам, мосты, дамбы, переезды через газопроводы, водопропускные и другие сооружения, вдольтрассовые линии электропередач и связи, сохранность трансформаторных подстанций и контрольный пункт телемеханики, наличие знаков безопасности и закрепления трассы, знаков судходоступной обстановки, пересечения газопроводов с коммуникациями сторонних организаций, наличие несанкционированных работ в охранной зоне газопроводов и др.

Целью осмотра является выявление нарушений требований нормативной документации и настоящего СТО.

Обнаруженные нарушения и повреждения регистрируют в журналах осмотров трассы.

Осмотр прекращают и принимают немедленные меры (оповещение диспетчерской службы и др.) по предотвращению аварии при обнаружении повреждений, характер и размеры которых по оценке лица, выполняющего осмотр, могут привести к аварии.

Сроки проведения осмотров, их периодичность и объемы устанавливаются графиком, разработанным в Филиале ЭО и утвержденным руководством ЭО исходя из конкретных условий эксплуатации, состояния газопровода и типов грунтов, геологических условий, давления газа, коррозионной агрессивности грунтов, наличия блуждающих токов, характера местности, времени года, а также вида патрулирования и т. д.

Сроки осмотра трасс газопроводов пересматривают с учетом изменения условий эксплуатации. Осмотры выполняют с использованием транспортных средств: авиа-, автотранспорта или пешим ходом. Способы осмотров устанавливает руководство Филиала ЭО.

На надземных переходах осмотры выполняют три раза в год:

- весной – после паводка;
- летом – в период максимальных температур воздуха;
- зимой – в период минимальных температур воздуха.

Осмотры опор, креплений, оснований фундаментов и других конструктивных элементов, мест входа и выхода газопровода из грунта на надземных переходах, на узлах пуска и приема ВТУ, ГИС (расходомерных пунктах) проводят для выявления повреждений и отклонений от проекта. Одновременно проводят осмотр наружной поверхности газопроводов.

Контроль фактической глубины заложения газопровода проводят через каждые 500 м в характерных точках:

- на непахотных землях – не реже одного раза в три года;
- на пахотных – один раз в год перед весенними посевными работами.

Особое внимание уделяют участкам газопровода, расположенным в сложных геологических условиях, где возможны изменения

рельефа местности: оползни, размывы, просадки грунта и т. п. При осмотрах таких участков контролируют переходы подземного газопровода в надземный, места возникновения эрозионных и оползневых процессов, места поворота газопровода в плане и по вертикали.

На участках с нарушением глубины заложения газопровода предусматривают дополнительные меры по обеспечению сохранности газопровода (обвалование и т. д.).

Участки газопроводов, проложенных в подвижных песках и дамбах, осматривают один раз в год.

В ходе осмотров проверяют водопропускные сооружения, периодически подтопляемые территории, прилегающие к газопроводам, состояние откосов, каменных набросов и облицовок в местах переходов и пересечений с водными преградами и оврагами, места возможных размывов.

При проведении осмотров газопроводов, проложенных через автомобильные и железные дороги в защитных футлярах (кожухах), два раза в год проводят анализ воздушной среды межтрубного пространства с помощью переносного газоанализатора на наличие утечек газа.

Проверку на отсутствие электрического контакта между трубой и футляром проводят один раз в год.

Очистку полости газопровода обеспечивают выполнением необходимых технологических операций по пуску и приему очистных устройств (ОУ) и выполняют по специальной разрабатываемой ЭО инструкции, которая предусматривает: организацию работ, технологию пуска и приема, методы и средства контроля за прохождением ОУ, требования безопасности и противопожарные мероприятия.

Сроки и периодичность пропуска ОУ определяют исходя из фактического гидравлического состояния участков газопровода.

Эксплуатация объектов МГ, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

При эксплуатации участков ЛЧ МГ, которые отнесены к потенциально опасным объектам (ПОО) по коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН), требуется соблюдать и ряд специальных требований.

К ПОО по КРН относят объекты, на которых:

- произошли отказы (аварии или инциденты) по причине КРН;
- имеются дефекты КРН, выявленные по результатам внутритрубной дефектоскопии (ВТД) или другими инструментальными обследованиями.

На ПОО КРН проводят специальные организационные и технические мероприятия, к которым относят:

- определение необходимости снижения рабочего давления или вывода в ремонт;
- планирование дополнительных диагностических работ на газопроводах, в том числе ВТД, с периодичностью один раз в два года;
- выделение зон по степени опасности и определение очередности проведения ремонтных работ;
- выбор методов и технологий выполнения ремонтных работ;
- мониторинг процессов КРН.

При невозможности проведения ВТД на ПОО КРН выполняют наземные обследования и обследования в шурфах для выявления дефектов КРН.

На газопроводах, проходящих в одном техническом коридоре с газопроводом, на котором произошел отказ по причине КРН, проводят обследование участков на расстоянии не менее 100 м в обе стороны от места отказа на наличие дефектов КРН.

Методы выявления ПОО КРН, а также технологии, сроки и объемы диагностических и ремонтных работ на газопроводах с дефектами КРН определяют в соответствии с нормативной документацией.

Требования безопасности при эксплуатации линейной части МГ

Приказом ОАО «Газпром» определяют границы зон обслуживания ЛЧ МГ между ЭО.

Приказом по ЭО определяют границы зон обслуживания ЛЧ МГ между Филиалами ЭО и назначают начальников Филиалов ЭО ответственными за безопасную эксплуатацию ЛЧ МГ.

Приказом по Филиалу ЭО назначают должностных лиц и специалистов, ответственных за техническое состояние и безопасную эксплуатацию сооружений и элементов ЛЧ МГ.

Оборудование, инструмент, приборы эксплуатируют в соответствии с инструкциями производителей и требованиями безопасности при проведении работ на ЛЧ МГ.

Результаты опробования или испытания участков, элементов, оборудования и узлов ЛЧ МГ оформляют актом и вносят в эксплуатационный формуляр.

Выполнение работ на ЛЧ МГ производят при наличии двухсторонней связи между диспетчером Филиала ЭО и местом производства работ.

Работы на ЛЧ МГ в зонах, предусматривающих ограничение хозяйственной деятельности (трубопроводы, автомобильные и железные дороги, линии электропередач и т. д.), проводят по согласованию с организациями, эксплуатирующими указанные объекты и коммуникации и, при необходимости, в присутствии их представителей.

Трассу МГ, включая также 3 м от оси крайних газопроводов во внешнюю сторону, периодически расчищают от древесно-кустарниковой растительности и содержат в безопасном противопожарном состоянии.

Для безопасного ведения работ на газопроводе в тоннеле Филиал ЭО на основании типовой разрабатывает специальную инструкцию.

**СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации
магистральных газопроводов» (выборочно)**

ЛЧ МГ обозначают на местности знаками закрепления в соответствии с приложением Л на прямых участках в пределах видимости, но не реже, чем через 1000 м, а также на углах поворота газопроводов в горизонтальной плоскости. Многониточные МГ обозначают знаками закрепления, устанавливаемыми в границах охранной зоны газопроводов в пределах видимости от газопроводов. Знаки закрепления устанавливают по данным геодезического позиционирования, на знаках наносят сквозной километраж по титульному наименованию газопровода.

Знаки устанавливают на столбиках высотой от 1,5 до 2,0 м. Для установки знаков можно использовать контрольно-измерительные пункты катодной защиты, опоры высоковольтных линий электропередач. Столбики окрашивают в оранжевый или ярко-желтый цвет, в случае установки знаков на опоры линий электропередач ее окрашивают в соответствующий цвет до высоты установки знака.

На землях сельскохозяйственного пользования знаки устанавливают только на границах полей, лесопосадок.

В местах пересечения газопроводов с железными дорогами всех категорий устанавливают знаки «Осторожно! Газопровод» в соответствии с приложением М, с автомобильными дорогами всех категорий – устанавливают знаки «Осторожно! Газопровод» и «Остановка запрещена» в соответствии с приложениями М, Н.

На многониточных переходах обозначают крайние газопроводы с обеих сторон автомобильных и железных дорог.

Границы зон обслуживания газопроводов между ЭО, а также между Филиалами ЭО обозначают знаками в соответствии с приложением П.

Установку соответствующих дорожных знаков в местах пересечения газопровода с автомобильными и железными дорогами производит организация – владелец дороги по заявке Филиала ЭО. В местах неорганизованных переездов через газопроводы ЭО устанавливают знак «Газопровод. Переезд запрещен» в соответствии с приложением Р.

Переходы газопроводов через водные преграды на обоих берегах и места пересечения газопроводов с другими надземными и подзем-

ными коммуникациями обозначают знаками «Закрепление трассы газопровода на местности» и «Осторожно! Газопровод» в соответствии с приложениями Л, М.

На обоих берегах судоходных рек и водоемов на расстоянии 100 м выше и ниже по течению от крайних газопроводов подводного перехода устанавливают запрещающие знаки «Якоря не бросать» и сигнальные огни в соответствии с требованиями ГОСТ 26600. Сигнальные знаки устанавливает Филиал ЭО по согласованию с бассейновыми управлениями водного пути (управлениями каналов), и они вносятся последними в перечень судоходной обстановки и в лоцманские карты.

Надземные переходы оборудуют конструкциями, исключаящими перемещение посторонних лиц по газопроводу, и устанавливают знаки «Осторожно! Газопровод» и «Газ! Вход запрещен» в соответствии с приложениями М, С.

При прокладке МГ в тоннелях компенсаторы перед входом в тоннель перекрывают железобетонными укрытиями для защиты газопровода от камнепадов. Входы газопровода в тоннель закрывают ограждениями для исключения возможности проникновения посторонних лиц в тоннель.

На ограждении устанавливают знаки «Газ! Вход запрещен» и «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить» в соответствии с приложениями С, Т.

На наружной стороне ограждений крановых узлов, узлов приема-пуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, устройств аварийного сбора конденсата устанавливают знак «Газ! Вход запрещен», а также информационную табличку с указанием ЭО, Филиала ЭО и телефона Филиала ЭО в соответствии с приложением С и знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить» в соответствии с приложением Т.

В местах выявленных утечек газа устанавливают знак «Осторожно! Газ», а также информационную табличку с указанием ЭО, Филиала ЭО и телефона Филиала ЭО в соответствии с приложением У и знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить» в соответствии с приложением Т.

Знаки, соответствующие приложениям П, Р, С, Т, устанавливают согласно ГОСТ Р 12.4.026.

Дома линейных обходчиков и аварийные машины укомплектовывают знаками и средствами для временного обозначения мест утечек газа, ремонтируемых и аварийных участков газопроводов.

Знаки в соответствии с настоящим стандартом устанавливают на вновь построенных и реконструируемых газопроводах, на действующих газопроводах знаки заменяют по мере износа ранее установленных.

Приложение Л

Знак «Закрепление трассы газопровода на местности»

Л.1. Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона Филиала ЭО, на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями.

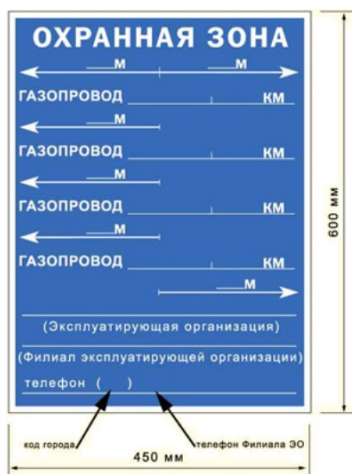


Рис. Л.1. Знак «Закрепление трассы газопровода на местности»

Приложение М

Знак «Осторожно! Газопровод»

М.1. Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов че-

рез естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий промплощадок на расстоянии 50 м от ограждения.



Рис. М.1. Знак «Осторожно! Газопровод»

Приложение Н

Знак «Остановка запрещена»

Н.1. Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы.



а



б

Рис. Н.1. Знак «Остановка запрещена» (*а*), дополнение к знаку (*б*)

Приложение П

Знак «Закрепление границ зон обслуживания»

П.1. Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между Филиалами ЭО, а также между ЭО.



Рис. П.1. Знак «Закрепление границ зон обслуживания»

Приложение Р

Знак «Газопровод. Переезд запрещен»

Р.1. Устанавливают в местах неорганизованных переездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам.



Рис. Р.1. Знак «Газопровод. Переезд запрещен»

Знак «Газ! Вход запрещен»

С.1. Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска внутритрубных устройств (ВТУ), конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата.



Рис. С.1. Знак «Газ! Вход запрещен»

Знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить»

Т.1. Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях крановых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата.



Рис. Т.1. Знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить»

Знак «Осторожно! Газ»

У.1. Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы.



Рис. У.1. Знак «Осторожно! Газ»



Рис. У.2. Информационная табличка, дополнение к знаку «Осторожно! Газ»

**Руководящий документ РД 39-30-499-80 «Положение
о техническом обслуживании и ремонте линейной части
магистральных нефтепроводов» (выборочно)**

Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов является документом, определяющим порядок организации, содержание, сроки и трудоемкость работ при проведении мероприятий технического обслуживания и ремонта объектов линейной части магистральных нефтепроводов, выполняемых базами производственного обслуживания (БПО), аварийно-восстановительными пунктами (АВП и ОАВП), ремонтно-строительными управлениями (РСУ) и специализированными управлениями по предупреждению и ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах (САВУ или СУПЛАВ).

Положение является обязательным для всех предприятий Главтранснефти Миннефтепрома, осуществляющих эксплуатацию и ремонт линейной части магистральных нефтепроводов.

Положение устанавливает порядок планирования, организации и проведения мероприятий технического обслуживания и ремонта с целью обеспечения заданного уровня надежности объектов линейной части магистральных нефтепроводов в период эксплуатации.

В состав линейной части магистральных нефтепроводов входят следующие объекты:

- собственно трубопровод с отводами и лупингами, запорной и регулирующей арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, устройствами пуска и приема очистных устройств;
- установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;
- линии и сооружения технологической связи, телемеханики и КИП;
- сооружения линейной службы эксплуатации (АВП, дома обходчиков, вертолетные площадки);
- постоянные дороги, расположенные вдоль трассы трубопроводов, и подъезды к ним;
- линии электропередачи для снабжения электроэнергией узлов установки запорной и другой арматуры;

- устройства энергоснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установок электрохимической защиты;
- защитные противопожарные и противоэрозионные сооружения.

Мероприятия технического обслуживания линейной части

В соответствии со спецификой объектов линейной части магистральных нефтепроводов устанавливаются следующие мероприятия технического обслуживания и ремонта (ТОР):

- техническое обслуживание;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

Техническое обслуживание — это комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности объекта (изделия).

Для объектов линейной части перечень работ технического обслуживания (ТО) приводится в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Техническое обслуживание объектов линейной части

Объекты	Вид работ	Сроки выполнения
1. Охранная зона нефтепровода	Технический осмотр (выявление возможных утечек нефти по выходу на поверхность, выявление и предотвращение производства посторонних работ и нахождения посторонней техники и сооружений в охранной зоне, контроль правильности и мер безопасности при производстве в соответствии с согласованием УМН и РНУ различных работ вблизи трубопровода, наблюдение за изменением условий эксплуатации трубопровода, связанных с оголениями, размывами, оползнями, ростом растительности и оврагов)	Раз в два дня
	Отвод ливневых и паводковых вод с целью предупреждения размывов трубопровода	По необходимости
	Поправка или установка временных указателей в опасных зонах	-»-

Объекты	Вид работ	Сроки выполнения
2. Собственно трубопровод	Контроль давления в нефтепроводе по показаниям приборов	Раз в два дня
	Осмотр на герметичность незаглубленных участков трубопровода, мест выхода из земли, трубопроводных узлов, сварных и фланцевых соединений на камерах пуска, пропуска и приема скребка, запорной арматуры, воздушных переходов через реки, ручьи, овраги	->-
	Устранение незначительных размывов, оголений трубопровода	В течение недели с момента обнаружения
	Контроль и стравливание давления из тупиковых участков трубопровода – камер пуска, пропуска и приема скребка, отключенных ниток подводных переходов	Раз в два дня
3. Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вантузы)	Внешний осмотр с целью выявления утечек нефти, утечек масла через неплотности редуктора, нарушение герметичности кабеля и электродвигателя, наличия смазки в редукторе и ванне конечных выключателей, мелких неисправностей и поломок, наличия колпаков для защиты штока задвижки от пыли, грязи, осадков, наличия четких надписей стрелок и обозначений	Раз в месяц
	Устранение всех недостатков, выявленных при внешнем осмотре	Раз в месяц
	Удаление грязи, льда, воды, ржавчины, подтеков нефти и масла с наружных поверхностей задвижек, обратных клапанов, площадок обслуживания	->-
	Подтяжка сальника	->-
	Техобслуживание электродвигателей (осуществляется в соответствии с инструкцией по монтажу, уходу и эксплуатации)	->-

Объекты	Вид работ	Сроки выполнения
4. Переходы: а) подводные	Осмотр береговых и пойменных участков переходов трубопроводов через реки, а также русловой части переходов через ручьи, реки, овраги, не требующие водолазного осмотра с целью выявления утечек нефти, наличия оголенных участков нефтепровода, их протяженности, наличия подмывов трубы, состояния дна	-»-
	Проверка состояния откосов и укрепление берегов, нагорных водоотводных канав, водопропускных лотков и труб через трубопроводы	-»-
	Исправление незначительных дефектов, устранение размывов и оголений трубопровода, поправка откосов и укрепления берегов, надписей на предупредительных плакатах	Раз в месяц
	Осмотр и проверка исправности предупредительных плакатов, сигнальных устройств на переходах трубопроводов через судоходные реки	-»-
	Замена аккумуляторных батарей	По необходимости
б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи	Осмотр общего состояния наземных и воздушных переходов, трубопровода, береговых и промежуточных опор, их осадки, мачт, тросов, вантов, берегов в полосе переходов, берегоукрепительных сооружений, водоотливных канав, мест выхода трубопровода из земли, предупредительных плакатов, креплений трубопроводов к опорам, земляных насыпей	Раз в месяц
	Исправление незначительных дефектов в береговых укреплениях, откосах, поправка надписей на предупредительных плакатах и указателях	По необходимости
в) пересечения с железными и автомобильными дорогами	Осмотр пересечения нефтепроводом железных и шоссейных дорог, проверка смотровых и отводных колодцев, отводных канав с целью выявления утечек нефти, нарушений земляного покрова, опасных для трубопровода проседаний грунта на переходах	Раз в месяц

Объекты	Вид работ	Сроки выполнения
5. Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру	Осмотр колодца, проверка состояния стен, перекрытия, запорных устройств, площадок обслуживания ходовых лестниц и скоб, состояние водонепроницаемого уплотнения в месте прохода трубопровода через стену в патрубке, отмоствок вокруг колодца, опорных фундаментов под задвижкой	Раз в месяц
	Осмотр общего состояния ограждения, проверка исправности столбов, сетки, запорных устройств, площадок обслуживания, лестниц	Раз в месяц
	Очистка колодца от мусора, грязи, удаление снега с перекрытия зимой	-»-
	Поправка нумерации колодцев, ограждений, предупредительных надписей на них	-»-
	Устранение неисправностей	-»-
6. Защитные противопожарные сооружения	Осмотр состояния земляных валов, отводных канав, обвалований амбаров, водопрпускных лотков, труб, их входных и выходных оголовков, переливных устройств	Раз в месяц
	Проверка исправности, ревизия и смазка перепускных устройств	-»-
	Исправление незначительных дефектов, устранение размывов, валов, обвалований	-»-
	Спуск воды из амбаров с сохранением необходимой водяной подушки	-»-
7. Аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок	Осмотр труб, запорной арматуры, монтажных заготовок соединительных деталей с целью проверки комплексности, состояния консервации и правильности хранения. Осмотр стеллажей для хранения труб, проверка наличия приспособлений для предотвращения от раскатывания труб, заглушек на торцах, табличек, подъездов к местам хранения	Раз в месяц
	Устранение выявленных недостатков	-»-
	Удаление высокой растительности летом, расчистка снега зимой	-»-
	Восстановление заводских клейм и подписей	-»-

Объекты	Вид работ	Сроки выполнения
8. Километровые знаки, указатели	Осмотр километровых знаков, указателей, установленных в местах размещения на трубопроводе отводов, пересечений с другими коммуникациями углов поворотов	->-
	Исправление повреждений и надписей	->-
9. Вдольтрассовые дороги, проезды, мосты	Осмотр состояния дорог и проездов, мостов и земляных дамб через ручьи, овраги, переезды через нефтепровод	->-
	Выправка указателей на переездах через нефтепроводы, поправка надписей на предупредительных плакатах, указателях	->-
	Устранение выявленных неисправностей	->-
10. Дома обходчиков	Определение неисправностей и повреждений, которые требуют текущего и капитального ремонта	2 раза в год

В таблице содержатся только основные виды работ. Конкретные конструктивные особенности и роль отдельных объектов в производственном процессе (перекачке нефти) выдвигают ряд дополнительных работ, которые должны выполняться в соответствии с паспортами и заводскими инструкциями по эксплуатации данного оборудования (например задвижек, их приводов и т. п.), а также в соответствии с инструкциями и рекомендациями, специально разработанными с учетом местных условий.

Средняя трудоемкость мероприятий по техническому обслуживанию линейной части магистральных нефтепроводов приведена в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Средняя трудоемкость мероприятий по техническому обслуживанию ЛЧ МГ

Мероприятия	Единица измерения объема работ	Трудоемкость (чел. час) по диаметрам				
		530	720	820	1020	1220
Техническое обслуживание	1 км	0,30	0,33	0,35	0,38	0,40

Все мероприятия технического обслуживания линейной части должны выполняться, как правило, без остановки перекачки.

Планирование мероприятий технического обслуживания

Планирование мероприятий ТОР производится с целью определения времени простоя трубопровода в ремонте, необходимых объемов финансирования, потребности в затратах труда, механизмах, материалах и оборудовании, а также для координации своевременного решения вопросов с посторонними организациями.

Объемы и сроки должны быть привязаны к конкретным объектам и участкам трубопровода и отражены в планах-графиках ТОР.

План-график ТОР объектов линейной части разрабатывается отделами эксплуатации (производственно-техническими отделами) районных управлений магистральных нефтепроводов (РУМН), утверждается главным инженером РУМН и согласовывается с отделом эксплуатации.

Утвержденный план-график доводится до исполнителей к началу планируемого года.

План-график ТОР объектов линейной части магистральных нефтепроводов составляется на основании:

- содержания работ;
- периодичности работ;
- данных технических осмотров;
- результатов электрометрических измерений;
- статистических данных о повреждениях нефтепроводов.

На основании плана-графика исполнители составляют для технического обслуживания подробный перечень работ, подлежащих выполнению в предстоящий месяц.

При организации технического обслуживания линейной части магистральных нефтепроводов следует руководствоваться, кроме настоящего документа, и другими действующими на данный момент документами.

Учет и отчетность

На каждом аварийно-восстановительном пункте ведется журнал учета ТОР объектов участка, закрепленного на АВП нефтепровода. Журнал ведется мастером АВП, линейным инженером.

При патрулировании (воздушным, наземным транспортом или обходчиком) на каждом участке ведется журнал патрулирования.

Правильность и регулярность ведения журналов проверяется ежемесячно руководством БПО и ЛПДС и не реже одного раза в квартал – представителем РУМН.

Начальники аварийно-восстановительных пунктов, БПО и РУМН ежеквартально сообщают вышестоящему руководству о ходе выполнения плана-графика и о причинах возможных невыполнений отдельных работ.

В годовых отчетах РУМН необходимо сообщать о выполнении плана-графика ТОР объектов линейной части, возникших трудностях и о возможных путях совершенствования.

Ввиду большой трудоемкости, ответственности и важности линейной запорной арматуры отчеты о ее техническом обслуживании и ремонте представляются районными управлениями магистральных нефтепроводов в УМН ежемесячно по форме Акта.

**Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. № 870
«Об утверждении технического регламента о безопасности сетей
газораспределения и газопотребления» (выборочно)**

Общие требования к сетям газораспределения и газопотребления

Сети газораспределения и газопотребления должны обеспечивать безопасность и энергетическую эффективность транспортирования природного газа с параметрами по давлению и расходу, определенными проектной документацией и условиями эксплуатации.

Проектирование, строительство, реконструкция, монтаж, эксплуатация, консервация и ликвидация сетей газораспределения и газопотребления должны осуществляться с учетом особенностей, связанных с рельефом местности, геологическим строением грунта, гидрогеологическим режимом, сейсмическими условиями и наличием подземных горных разработок.

Места размещения сбросных и продувочных газопроводов должны определяться исходя из условий максимального рассеивания вредных веществ, при этом концентрация вредных веществ в атмосфере не должна превышать предельно допустимые максимальные разовые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе.

Для обнаружения трасс газопроводов должна осуществляться маркировка:

- а) для подземных газопроводов – с помощью опознавательных знаков, содержащих информацию о диаметре газопровода, давлении газа в нем, глубине залегания газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, телефонных номерах аварийно-спасательной службы организации, эксплуатирующей этот участок газопровода, и другие сведения. Для полиэтиленовых газопроводов, проложенных открытым способом, дополнительно должна предусматриваться укладка сигнальной ленты. Вместо опознавательных знаков возможна прокладка совместно с полиэтиленовым газопроводом изолированного алюминиевого или медного провода;
- б) для подводных газопроводов, прокладываемых через судоходные и (или) сплавные реки, – с помощью опознавательных знаков, содержащих информацию о запрещении опускать якоря, цепи, лоты и иные подобные технические устройства в указанной зоне.

***Требования к сетям газораспределения и газопотребления
на этапе эксплуатации (включая техническое обслуживание
и текущие ремонты)***

При эксплуатации наружных газопроводов эксплуатирующая организация должна обеспечить мониторинг грунтовых условий (выявление пучения, просадки, оползней, обрушения, эрозии грунта и иных явлений, которые могут повлиять на безопасность эксплуатации наружных газопроводов) и производства строительных работ, осуществляемых в зоне прокладки сетей газораспределения для недопущения их повреждения.

При эксплуатации подземных газопроводов эксплуатирующая организация должна обеспечить мониторинг и устранение:

- а) утечек природного газа;
- б) повреждений изоляции труб газопроводов и иных повреждений газопроводов;
- в) повреждений сооружений, технических и технологических устройств сетей газораспределения и газопотребления;
- г) неисправностей в работе средств электрохимической защиты и трубопроводной арматуры.

При эксплуатации надземных газопроводов эксплуатирующая организация должна обеспечить мониторинг и устранение:

- а) утечек природного газа;
- б) перемещения газопроводов за пределы опор;
- в) вибрации, сплющивания и прогиба газопроводов;
- г) повреждения и изгиба опор, нарушающих безопасность газопровода;
- д) неисправностей в работе трубопроводной арматуры;
- е) повреждений изоляционного покрытия (окраски) и состояния металла трубы;
- ж) повреждений электроизолирующих фланцевых соединений, средств защиты от падения электропроводов, креплений газопроводов и габаритных знаков в местах проезда автотранспорта.

При эксплуатации технологических устройств эксплуатирующая организация должна обеспечить мониторинг и устранение утечек природного газа, проверку срабатывания предохранительных и сбросных клапанов, техническое обслуживание, текущие ремонты и наладку.

Проверка срабатывания предохранительных и сбросных клапанов, техническое обслуживание, текущий ремонт и наладка технологических устройств должны проводиться в соответствии с инструкциями изготовителей.

Предохранительные запорные клапаны и предохранительные сбросные клапаны должны обеспечивать автоматическое и ручное прекращение подачи или сброс природного газа в атмосферу при изменении давления газа до значений, выходящих за пределы, установленные в проектной документации на предохранительные запорные клапаны и предохранительные сбросные клапаны.

Неисправности регуляторов давления газа, приводящие к изменению давления газа до значений, выходящих за пределы, установленные в проектной документации на регуляторы давления газа, а также к утечкам природного газа, должны быть устранены незамедлительно при их выявлении.

При прекращении подачи природного газа регуляторы давления должны включаться в работу только после выявления причины срабатывания предохранительного запорного клапана и принятия мер по устранению неисправности.

Продолжительность эксплуатации газопроводов, технических и технологических устройств устанавливается при проектировании исходя из условия обеспечения безопасности объектов технического регулирования при прогнозируемых изменениях их характеристик и гарантий изготовителя технических и технологических устройств.

Для установления возможности эксплуатации газопроводов, зданий и сооружений и технологических устройств сетей газораспределения и газопотребления после сроков, указанных в проектной документации, должно проводиться их техническое диагностирование.

Предельные сроки дальнейшей эксплуатации объектов технического регулирования настоящего технического регламента должны устанавливаться по результатам технического диагностирования.

Не допускается эксплуатация сети газопотребления при неисправности газоиспользующего оборудования или с отключенными технологическими защитами, блокировками, сигнализацией и контрольно-измерительными приборами, предусмотренными проектом.

Автоматика безопасности при ее отключении или неисправности должна блокировать возможность подачи природного газа на газоиспользующее оборудование в ручном режиме.

При вводе в эксплуатацию сети газопотребления и после выполнения ремонтных работ газопроводы, подсоединенные к газоиспользующему оборудованию, должны быть продуты природным газом до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяется анализом на содержание кислорода в газопроводах. При содержании кислорода в газовой смеси более 1 процента объема розжиг горелок не допускается.

При эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления исключается возможность их несанкционированного изменения.

Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 г. № 520. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (выборочно)

Рассматриваемые правила предназначены для применения:

- а) при разработке технологических процессов, проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции, техническом перевооружении, капитальном ремонте, консервации и ликвидации ОПО МТ;
- б) изготовлении, монтаже, наладке, обслуживании, диагностировании и ремонте технических устройств, применяемых на ОПО МТ;
- в) проведении экспертизы промышленной безопасности: документации на консервацию, ликвидацию, техническое перевооружение опасного производственного объекта (далее – документация); технических устройств; зданий и сооружений; деклараций промышленной безопасности ОПО МТ; обоснований безопасности опасных производственных объектов.

К ОПО МТ относятся объекты линейной части и площадочные сооружения.

Требования промышленной безопасности к разработке технологических процессов при проектировании опасных производственных объектов магистральных трубопроводов

Разработка технологического процесса, применение технологического оборудования, выбор типа запорной арматуры и мест ее установки, средств контроля и противоаварийной защиты должны быть обоснованы в проектной документации/документации результатами анализа опасностей технологических процессов и количественного анализа риска аварий, проведенного в соответствии с «Требованиями к анализу опасностей технологических процессов и количественному анализу риска аварий на магистральных трубопроводах» настоящих Правил.

Комплектное оборудование и технические устройства, разработанные и изготовленные по зарубежным стандартам, применяются на ОПО МТ при наличии технической документации изготовителя, а также при их соответствии требованиям настоящих Правил

и действующих в Российской Федерации технических регламентов, что подтверждается заключением экспертизы промышленной безопасности или сертификатом соответствия требованиям технических регламентов.

Выбор трассы и размещение объектов линейной части и площадочных сооружений (насосной станции, компрессорной станции, газораспределительной станции, резервуарного парка) следует проводить с учетом природно-климатических особенностей территории, распределения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, наличия близко расположенных производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые могут оказать негативное влияние на безопасность ОПО МТ.

Территория размещения линейных и площадочных сооружений ОПО МТ должна обеспечивать возможность проведения строительно-монтажных работ с использованием грузоподъемной и специальной техники, а также возможность размещения мест складирования оборудования и строительных материалов.

Объекты линейной части и площадочные сооружения ОПО МТ следует размещать на безопасных расстояниях до других промышленных и сельскохозяйственных объектов, отдельных зданий и сооружений, жилых, общественно-деловых зон и зон рекреационного назначения, установленных в соответствии с требованиями законодательства РФ.

При отсутствии установленных требований по безопасным расстояниям или невозможности их соблюдения эти требования должны быть определены в обосновании безопасности опасного производственного объекта.

Объекты линейной части и площадочные сооружения ОПО МТ следует размещать с учетом опасности распространения транспортируемых жидких опасных веществ при возможных авариях по рельефу местности и преобладающего направления ветра (по годовой розе ветров) относительно рядом расположенных населенных пунктов, объектов и мест массового скопления людей.

При прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, располо-

женных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при диаметре труб 700 мм и менее 1000 м при диаметре труб свыше 700 мм, проектом должны быть предусмотрены технические решения, исключающие поступление транспортируемой по трубопроводу среды в зону застройки.

Требования промышленной безопасности при проектировании объектов линейной части магистральных трубопроводов

Проектной документацией/документацией в технологических процессах транспортирования углеводородов (далее – технологические процессы) и при выборе оборудования объектов линейной части ОПО МТ следует учитывать все виды нагрузок и воздействий, возникающих на этапах строительства, эксплуатации, реконструкции, при техническом перевооружении, капитальном ремонте, консервации, ликвидации ОПО МТ, а также неблагоприятные варианты их сочетания, которые могут повлиять на надежность и безопасность линейной части ОПО МТ.

Определение нагрузок и воздействий осуществляют на основе результатов инженерных изысканий, получивших положительное заключение экспертизы в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

При выполнении расчетов на прочность, деформацию и устойчивость трубопроводов и опорных конструкций (фундаментов, опор, оснований) необходимо рассмотреть влияние на нагрузки переходных процессов (нестационарных режимов) при перекачке продукта, а также возможное изменение свойств грунта в процессе эксплуатации трубопроводов.

В составе ОПО МТ должны быть определены наиболее опасные участки (участки, расположенные вблизи населенных пунктов; переходы через автомобильные и железные дороги; переходы через естественные и искусственные водные объекты; участки, проходящие в особых природных условиях и по землям особо охраняемых природных территорий; участки высокой и повышенной коррозионной опасности), по которым проектной документацией/документацией должны быть предусмотрены дополнительные меры, направленные на снижение риска аварий.

Технические решения, принимаемые при разработке проектной документации/документации ОПО МТ, должны обеспечивать безопасность технологических процессов.

Независимо от способа прокладки (подземный, наземный, надземный) линейной части ОПО МТ должна быть обеспечена надежная и безопасная эксплуатация трубопровода с учетом рельефа, грунтовых и природно-климатических условий.

Для наиболее опасных участков объектов линейной части проектной документацией/документацией должны быть предусмотрены специальные меры безопасности, снижающие риск аварии, основные из которых:

- увеличение толщины стенки трубопровода;
- увеличение глубины залегания трубопровода;
- повышение требований к категории защитного покрытия и режимам средств электрохимической защиты, обустройство систем коррозионного мониторинга;
- применение защитного футляра, обетонирования, защитных плит;
- прокладка в тоннеле;
- обустройство дополнительных обвалований и защитных стенок;
- укрепление грунта (берегов);
- устройство отводящих систем (каналов, канав);
- ведение мониторинга технического состояния трубопровода.

Для линейной части трубопроводов, предназначенных для транспортирования широкой фракции легких углеводородов, проектной документацией/документацией должны быть предусмотрены специальные меры безопасности, снижающие риски для населения и обслуживающего персонала, основные из которых:

- увеличение толщины стенки трубопровода;
- ограничение диаметра трубопровода не более 400 мм;
- увеличение глубины залегания трубопровода;
- дополнительные требования к металлу труб по прочности, стойкости тела трубы к распространению вязкого разрушения, по трещиностойкости;
- постоянный мониторинг технического состояния трубопровода на основе более частого проведения работ по внутритрубной диагностике с устранением недопустимых дефектов.

Техническими решениями по линейным сооружениям ОПО МТ должна быть обеспечена компенсация перемещений трубопровода от изменения температуры, воздействия внутреннего давления.

Применяемые на линейных сооружениях ОПО МТ средства защиты от возможных видов коррозии должны обеспечивать безаварийное (по причине коррозии) функционирование ОПО МТ в соответствии с условиями и сроком эксплуатации, установленными проектной документацией/документацией.

Способы и средства противокоррозионной защиты должны быть установлены проектной документацией/документацией, обеспечивающей защиту от внешней (атмосферной) и подземной коррозии, коррозии блуждающими и индуцированными токами.

Технологические процессы очистки полости трубопровода, диагностических работ и разделения транспортируемых сред (веществ) должны обеспечивать безопасную эксплуатацию ОПО МТ.

Запорная арматура, устанавливаемая на объектах линейной части ОПО МТ, должна обеспечивать возможность дистанционного и местного (автоматического и/или ручного) останова технологического процесса как при проектных режимах эксплуатации, так и в случае аварии или инцидента, в том числе с учетом секционирования участков трубопровода.

Арматура и обвязка запорной арматуры ОПО магистральных газопроводов, находящихся под давлением, должны быть предусмотрены проектной документацией/документацией в подземном исполнении с надземным выводом привода арматуры.

Средства защиты от превышения давления выше проектного должны обеспечить своевременный сброс давления в целях безопасного ведения технологического процесса.

При транспортировании высоковязких жидких углеводородов проектной документацией/документацией должны быть предусмотрены тепловая изоляция трубопровода и система подогрева перекачиваемого продукта, обеспечивающие стабильный режим перекачки в условиях эксплуатации.

Проектной документацией/документацией должны быть определены требования к трубопроводам, арматуре, соединительным деталям по величине давлений и продолжительности испытаний на прочность и герметичность.

На подводных переходах через водные преграды проектной документацией/документацией должно быть предусмотрено применение технических средств, препятствующих всплытию трубопровода.

Меры против всплытия, включая применение соответствующих технических устройств, следует разрабатывать в проектной документации/документации также при прокладке подземных трубопроводов на участках с высоким уровнем грунтовых вод и долгосрочным подтоплением паводковыми водами.

Для обеспечения безопасности технологического процесса транспортирования газообразных или сжиженных углеводородов на участках подземных переходов трубопроводов, через железные и автомобильные дороги общего пользования I–V категорий проектной документацией/документацией должны быть предусмотрены специальные технические решения по контролю утечек.

Проектной документацией/документацией для ОПО магистральных газопроводов должны быть предусмотрены устройства безопасного сброса газа, отделяемые запорной арматурой, той же категории и на то же рабочее давление, что и основной газопровод.

Технические решения в проектной документации/документации на ОПО МТ, в том числе технологический регламент, инструкции, должны предусматривать возможность очистки полости трубопроводов после строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта и удаления воды после проведения гидроиспытаний.

Проектной документацией/документацией должны быть предусмотрены специальные технические средства, устойчивые к внешним воздействиям электростатических разрядов и электромагнитных полей и обеспечивающие непрерывный дистанционный контроль обнаружения утечек и несанкционированного доступа к техническим устройствам в соответствующих условиях эксплуатации ОПО МТ.

Несанкционированный доступ к автоматизированной системе непрерывного дистанционного обнаружения утечек и отключающей запорной арматуре должен быть исключен.

Проектной документацией/документацией на ОПО МТ должны быть предусмотрены безопасное обслуживание и ремонт оборудования наземных объектов линейной части ОПО МТ.

Требования промышленной безопасности при проектировании площадочных сооружений магистральных трубопроводов

Проектной документацией/документацией для насосных и газоперекачивающих агрегатов насосных и компрессорных станций должны быть предусмотрены технические решения, учитывающие компенсацию температурных, динамических и вибрационных нагрузок.

Применяемые на площадочных сооружениях ОПО МТ средства защиты от возможных видов коррозии должны обеспечивать безаварийное (по причине коррозии) функционирование ОПО МТ в соответствии с условиями и сроком эксплуатации, установленными проектной документацией/документацией.

Оборудование и трубопроводная арматура, устанавливаемая без укрытия (на открытом воздухе), должны обеспечивать безопасную эксплуатацию ОПО МТ в соответствующем климатическом районе их применения.

Конструктивное исполнение и размещение оборудования, трубопроводов и системы контроля и управления должны обеспечивать возможность контроля их технического состояния в соответствии с технологическим регламентом их эксплуатации и технического обслуживания.

Для контроля загазованности воздушной среды в производственных помещениях, рабочей зоне открытых площадочных сооружений должны быть предусмотрены средства автоматического непрерывного газового контроля с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельно допустимых величин и с выдачей сигналов в систему управления технологическим процессом и противоаварийной защиты. При этом все случаи загазованности должны регистрировать приборы с автоматической записью и должны быть задокументированы.

Места установки и количество датчиков или пробоотборных устройств анализаторов необходимо определять в проектной документации/документации с учетом требований нормативных технических документов по размещению датчиков контроля загазованности.

Проектной документацией/документацией должна быть предусмотрена защита оборудования и трубопроводов площадочных сооружений от избыточного давления, в том числе при гидроударе.

Применяемый способ регулирования давления должен обеспечивать работу насосных станций при давлении, поддерживаемом в установленных для нее пределах. Системы регулирования и защиты от превышения давления должны вести постоянный контроль давления на выходе насосных станций и предотвращать превышение регламентированного значения выходного давления.

Применяемое оборудование, трубы, арматура, фланцевые соединения и фасонные детали на всасывающих и нагнетательных линиях компрессорных станций должны обеспечивать их безопасную эксплуатацию при максимальном расчетном давлении нагнетания.

Проектной документацией/документацией необходимо предусмотреть возможность отключения каждого газоперекачивающего агрегата компрессорной станции с помощью запорной арматуры с дистанционно управляемым приводом.

Компрессорные станции должны иметь системы безопасного сброса газа с предохранительных клапанов, дренажных и продувочных линий. Не допускается объединять между собой системы продувочных, сбросных линий и линий сброса газа с предохранительных клапанов.

Необходимость установки сепаратора для отделения жидкой фазы и механических примесей на линиях сброса следует обосновывать в проектной документации/документации.

Системы сброса газа должны обеспечивать безопасные условия рассеивания газа с учетом местных климатических условий, включая розу ветров.

На компрессорных станциях следует предусматривать возможность продувки газопроводов и оборудования инертным газом (паром).

Компрессорная станция должна быть оборудована системой (устройствами) улавливания жидкости и механических примесей.

Технологическое оборудование газораспределительной станции должно быть рассчитано на рабочее давление подводящего газопровода-отвода, за исключением случая использования регуляторов давления газа с отсекателем (клапан-отсекатель и регулятор) и установки дополнительного предохранительного клапана перед крановым узлом на выходе из газораспределительной станции в каждой линии редуцирования.

Проектной документацией/документацией должно быть предусмотрено обеспечение защиты зданий, конструкций и наружных установок площадочных сооружений ОПО МТ от проявлений атмосферного электричества (молниезащита).

Молниезащита крановых площадок и площадочных сооружений с наземным оборудованием, не оснащенный дыхательной арматурой или устройствами безопасного сброса газа, может быть обеспечена присоединением к контуру заземления.

При выборе электрооборудования во взрывозащищенном исполнении следует руководствоваться классификацией взрывоопасных зон. Классы и размеры взрывоопасных зон следует определять и указывать в проектной документации/документации.

Планировка насосных станций и резервуарных парков, размещение оборудования и прокладка технологических трубопроводов должны обеспечивать локализацию, сбор и удаление утечек опасных веществ.

***Требования промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов магистральных трубопроводов.
Технологические регламенты на эксплуатацию магистральных трубопроводов***

Для ОПО МТ разрабатывают технологический регламент на эксплуатацию, определяющий порядок организации надежного и безопасного ведения технологического процесса, который должен соответствовать проектным решениям, действительным характеристикам, условиям работы ОПО МТ, требованиям законодательства РФ в области промышленной безопасности и нормативных технических документов.

Технологический регламент на эксплуатацию ОПО МТ должен включать:

- технические характеристики ОПО МТ, оборудования площадочных сооружений и свойства перекачиваемых углеводородов;
- технологические режимы процесса транспортирования углеводородов ОПО МТ;
- порядок контроля за герметичностью (целостностью) трубопроводов и оборудования ОПО МТ;
- порядок обнаружения утечек;

- порядок контроля технологического процесса;
- порядок приема, сдачи и учета перекачиваемых углеводородов;
- принципиальные и технологические схемы линейной части ОПО МТ и площадочных сооружений (графическая часть);
- сжатый продольный профиль линейной части ОПО МТ (графическая часть);
- перечень и характеристику наиболее опасных участков;
- паспортные характеристики технических устройств, применяемых на ОПО МТ;
- перечень обязательных технологических и производственных инструкций по обеспечению безопасного ведения технологического процесса, технического обслуживания, а также действий работников в аварийных ситуациях и при инцидентах;
- раздел о безопасной эксплуатации производства.

Технологический регламент должен быть разработан до ввода ОПО МТ в эксплуатацию и пересмотрен в случае изменения требований промышленной безопасности, параметров ведения технологического процесса или в иных случаях, предусмотренных законодательством РФ в области промышленной безопасности.

Техническое обслуживание и ремонтные работы на опасных производственных объектах магистрального трубопровода

При техническом обслуживании ОПО МТ объем и периодичность выполняемых работ должны быть определены проектной документацией/документацией, технологическим регламентом на эксплуатацию ОПО МТ, нормативно-техническими документами заводов-изготовителей к трубам, материалам и оборудованию.

В ходе эксплуатации должен быть обеспечен контроль технического состояния ОПО МТ с применением необходимых методов технического диагностирования, а также должны быть обеспечены меры по закреплению трубопровода на проектных отметках в случае его смещения.

Порядок и время проведения ремонта линейных сооружений ОПО МТ, проходящих в одном техническом коридоре с другими инженерными коммуникациями или пересекающих их, следует согласовывать с организациями, эксплуатирующими эти коммуникации.

В месте проведения ремонтных работ необходимо контролировать содержание горючих паров и газов в воздухе рабочей зоны или помещения с использованием системы автоматической сигнализации.

Периодичность контроля указывают в инструкции, включая обязательный контроль среды перед началом проведения работ и после каждого перерыва длительностью не менее одного часа.

В случае превышения в воздухе рабочей зоны установленных значений предельно допустимых концентраций для транспортируемого продукта ремонтные работы проводят в средствах индивидуальной защиты органов дыхания.

В месте проведения сварочных и других огневых работ концентрация горючих паров и газов не должна превышать 20 процентов величины нижнего концентрационного предела распространения пламени.

Все изменения, касающиеся строительства объектов ОПО МТ, пересечений трубопровода коммуникациями иного назначения, а также конструктивные изменения линейных сооружений ОПО МТ должны быть выполнены по проектной документации/документации и своевременно внесены в эксплуатационную и исполнительную документацию.

В целях контроля трассы и прилегающей территории, выявления факторов, создающих угрозу надежности и безопасности эксплуатации линейных сооружений ОПО МТ, эксплуатирующая организация должна обеспечить периодическое патрулирование линейных сооружений ОПО МТ.

Используются различные виды патрулирования трассы трубопровода: пеший обход, объезд автотранспортом, авиапатрулирование.

Периодичность и методы патрулирования трассы линейных сооружений ОПО МТ устанавливаются с учетом конкретных условий эксплуатации, технического состояния трубопроводов, особенностей участка прокладки трубопровода, природных факторов, влияющих на безопасность эксплуатации трубопровода.

Техническое диагностирование опасных производственных объектов магистральных трубопроводов

В целях обеспечения безопасности, определения фактического технического состояния ОПО МТ, возможности их дальнейшей экс-

плуатации на проектных технологических режимах, для расчета допустимого давления, необходимости снижения разрешенного рабочего давления и перехода на пониженные технологические режимы или необходимости ремонта с точной локализацией мест его выполнения и продления срока службы ОПО МТ в процессе эксплуатации следует проводить периодическое техническое диагностирование.

Сроки и методы диагностирования определяют с учетом опасности и технического состояния участков линейной части ОПО МТ, сооружений и технических устройств площадочных сооружений ОПО МТ, а также с учетом показателей эксплуатации (срок службы, ресурс), установленных проектной и/или нормативно-технической документацией.

На основании результатов технического диагностирования определяют величину разрешенного рабочего давления в соответствии с нормативно-технической документацией по эксплуатации ОПО МТ.

Документом, подтверждающим величину разрешенного рабочего давления при эксплуатации ОПО МТ, является формуляр подтверждения величины разрешенного рабочего давления (далее – формуляр).

Формуляр оформляют для подтверждения безопасной величины разрешенного рабочего давления при эксплуатации:

- а) объектов, вводимых в эксплуатацию по завершении строительства или реконструкции;
- б) действующих объектов, на которых проведены аварийно-восстановительные или ремонтные работы, потребовавшие для их проведения снижения рабочего давления более чем на 20 процентов;
- в) действующих объектов, на которых проведено изменение величины разрешенного рабочего давления.

Формуляр на ОПО МТ должен содержать сведения об участке (номере участка) ОПО МТ, величине разрешенного давления, а также сведения о необходимости обеспечения его предохранительными устройствами для ограничения величины рабочего давления.

Формуляр оформляют до пуска ОПО МТ в эксплуатацию.

Формуляр вместе с эксплуатационной и проектной документацией/документацией, результатами испытаний, дефектоскопии, обследований, эпюрами давления и расчетов на прочность, на осно-

вании которых была установлена величина разрешенного рабочего давления, хранят в архиве эксплуатирующей организации.

Эксплуатирующая организация обязана проводить в течение всего жизненного цикла (до ликвидации ОПО МТ) периодические обследования трубопроводов и оборудования ОПО МТ.

Эксплуатирующая организация устанавливает периодичность, полноту и порядок обследования, методы и средства контроля с учетом:

- данных о строительстве МТ;
- технического состояния;
- условий эксплуатации (длительность, технологический режим);
- свойств обрабатываемого продукта;
- особенностей района расположения (наличие охранных зон, наиболее опасных участков).

При техническом диагностировании трубопроводов линейной части ОПО МТ необходимо предусматривать проведение следующих видов работ:

- внутритрубная дефектоскопия путем пропуска внутритрубных средств диагностики;
- внешнее дефектоскопическое обследование с применением методов неразрушающего контроля;
- оценка состояния изоляционных покрытий.

Оценка технического состояния оборудования площадочных сооружений ОПО МТ должна включать:

- наружное обследование в режиме эксплуатации;
- полное техническое обследование в режиме выведения из эксплуатации (временного или длительного).

Перед обследованием оборудования с выводом его из эксплуатации необходимо проводить подготовительные операции: опорожнение, очистку и дегазацию (при необходимости).

На основании результатов технического обследования составляют график ремонта (включая капитальный ремонт) ОПО МТ.

Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 г. № 520. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (выборочно)

Планирование и осуществление мероприятий по предупреждению возможных аварий и обеспечению постоянной готовности к локализации и ликвидации последствий аварии на ОПО МТ следует возлагать на эксплуатирующую организацию, включая:

- создание организационной структуры с распределением обязанностей и ответственности между техническими службами и должностными лицами;
- разработку необходимой документации (программ, планов, приказов, положений, инструкций), регламентирующей порядок действий работников в случае аварии;
- контроль состояния технических устройств;
- оснащение системами защиты;
- оснащение системами и средствами наблюдения, оповещения, связи, противоаварийной защиты и обеспечение их нормального функционирования;
- организацию системы постоянного обучения и подготовки работников (включая учебно-тренировочные занятия) к действиям в случае аварии;
- формирование необходимых финансовых средств и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий.

Эксплуатирующая организация обязана ограничивать режим работы или приостанавливать эксплуатацию ОПО МТ в случае выявления признаков аварии или инцидента, если при этом возникает угроза нанесения вреда жизни и здоровью работников и/или третьим лицам.

Для линейных и площадочных сооружений ОПО МТ эксплуатирующая организация разрабатывает планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, в которых необходимо предусматривать действия персонала по предупреждению аварий, а в случае их возникновения – по локализации и максимально-

му снижению тяжести последствий, а также технические системы и средства, используемые при этом.

Планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий разрабатывают для ОПО МТ в соответствии с порядком, установленным постановлением Правительства РФ от 26 августа 2013 г. № 730 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 35, ст. 4516).

Для ОПО МТ, на которых обращаются нефть и нефтепродукты, при наличии риска распространения разливов за пределы ОПО МТ должны быть разработаны и утверждены в порядке, установленном Постановлением Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 35, ст. 3582; 2002, № 16, ст. 1569), планы по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Требования к анализу опасностей технологических процессов и количественному анализу риска аварий на магистральных трубопроводах

Анализ опасностей технологических процессов, количественный анализ риска и иные методы анализа риска аварий, связанных с выбросом транспортируемых углеводородов, являются частью декларирования промышленной безопасности, обоснования безопасности, риск-менеджмента и системы управления промышленной безопасностью ОПО МТ.

При проведении анализа риска учитывают:

- взрывопожароопасные и токсичные свойства транспортируемого продукта;
- внешние антропогенные воздействия (в том числе от соседних объектов, пересечений с транспортными путями, возможных не санкционированных врезок в трубопровод и диверсий);
- возможные проявления внутренней и внешней коррозии;
- возможные отклонения технологических параметров от регламентных значений;

- показатели механической безопасности (устойчивости к нагрузкам и воздействиям), надежности ОПО МТ и технических устройств, применяемых на ОПО МТ (прочностные характеристики материала, толщина стенки труб, технология изготовления, транспортирования и условия хранения при строительстве);
- конструктивно-технологические меры безопасности (защита от превышения давления, в том числе от гидроудара, меры по предотвращению гидратообразования на газопроводах, эффективность систем обнаружения утечек и телемеханики, возможность потери устойчивости положения трубопровода, противопожарные преграды);
- внешние природные воздействия (землетрясения, оползни, состояние грунта, обледенение, иные гидрометеорологические, сейсмические и геологические опасности);
- воздействия возможных экологических последствий при строительстве, эксплуатации, реконструкции, техническом перевооружении, капитальном ремонте, консервации и ликвидации ОПО МТ, включая загрязнение окружающей среды, нарушения плодородного почвенного слоя, растительного покрова, ландшафта;
- поражающие факторы аварий (выброс опасных веществ, разрушение технических устройств, сооружений, взрыв, термическое, токсическое поражение, разлет осколков, загрязнение окружающей среды), а также возможности нарушения плодородного почвенного слоя, растительного покрова при локализации аварий и ликвидации их последствий;
- влияния последствий аварий и инцидентов на ОПО МТ на соседние производственные объекты, населенные пункты, водозаборы, заповедники и иные экологически уязвимые объекты.

Методы анализа риска на ОПО МТ должны быть обоснованы в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности.

Опасность функционирования ОПО МТ определяют комплекс факторов, учитывающих технологические параметры и техническое состояние ОПО МТ, свойства перекачиваемых опасных веществ, природные и антропогенные факторы.

Основная задача анализа риска заключается в предоставлении должностным лицам, принимающим решения по обеспечению безопасности, сведений о наиболее опасных процессах, участках ОПО МТ.

При выборе методов анализа риска необходимо учитывать этапы функционирования объекта (проектирование, эксплуатация, реконструкция, техническое перевооружение, капитальный ремонт, консервация и ликвидация), цели анализа (такие как обоснование безопасных расстояний до соседних объектов), тип анализируемого ОПО МТ, критерии приемлемого риска, наличие необходимой информации и другие факторы.

В целях обоснования мер предупреждения аварий следует проводить анализ опасностей технологических процессов с определением отклонений технологических параметров от проектных (регламентных) значений с описанием возможных причин, последствий этих отклонений и указанием принимаемых или планируемых мер безопасности. Анализ проводит группа специалистов проектной, эксплуатирующих организаций с участием независимой экспертной организации. Результатом работы группы является отчет с описанием возможных причин, последствий этих отклонений, указанием мер безопасности и рекомендаций по дальнейшим действиям или повышению безопасности.

Принципы количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных трубопроводов

Процесс проведения количественного анализа риска аварии включает следующие основные четыре этапа:

- 1) планирование и организация работ;
- 2) идентификация опасностей аварий;
- 3) количественная оценка риска аварий на ОПО МТ, в том числе:
 - а) оценка частоты возможных сценариев аварий;
 - б) оценка возможных последствий по рассматриваемым сценариям аварий;
 - в) расчет показателей риска аварии на ОПО МТ;
 - г) определение степени опасности участков и составляющих ОПО МТ;
 - д) ранжирование участков и составляющих ОПО МТ по показателям риска аварии;

- е) сравнение показателей риска аварии участков и составляющих ОПО МТ с соответствующим среднестатистическим уровнем и установление степени опасности участков и составляющих МТ;
- 4) разработка рекомендаций по снижению риска аварий.

При анализе результатов расчетов на участках и составляющих ОПО МТ проводят сравнение рассчитанных показателей риска со среднестатистическим уровнем риска аварии по следующим степеням:

- низкая;
- средняя;
- высокая;
- чрезвычайно высокая.

Для участков линейной части ОПО МТ степень опасности аварий определяют на основе различия между рассчитанным для участка значением показателя риска аварии и среднестатистическим уровнем риска аварии. Среднестатистический уровень показателя риска аварии определяют по данным о расследовании аварий на аналогичных объектах.

Под рассчитанным показателем риска аварии R понимают один или несколько показателей:

- частота аварии на единицу длины линейной части ОПО МТ или на конкретном участке (например подводном переходе), приводящей к гибели не менее N человек ($N = 1, 10, 50$);
- индивидуальный риск гибели или травмирования человека при аварии на линейной части ОПО МТ;
- частота аварии на единицу длины линейной части ОПО МТ или на конкретном участке, приводящей к разливу нефти/нефтепродукта массой не менее M ($M = 100 \text{ т}, 500 \text{ т}, 5000 \text{ т}$).

Требования к оформлению результатов анализа риска аварии на магистральном трубопроводе

Результаты оценки степени риска аварии на ОПО МТ должны быть обоснованы и оформлены таким образом, чтобы выполненные расчеты и выводы могли быть проверены и повторены квалифицированными специалистами, которые не участвовали при первоначальной процедуре оценки степени риска аварии на ОПО МТ.

Процесс и результаты работ по количественному анализу риска аварии на ОПО МТ документируют в виде отчета по анализу риска аварии на ОПО МТ. Отчет по анализу риска аварии на ОПО МТ включает:

- титульный лист;
- список исполнителей с указанием должностей, научных званий, названием организации;
- аннотацию;
- содержание (оглавление);
- цель и задачи оценки степени риска аварии на ОПО МТ;
- описание анализируемого ОПО МТ;
- методологию, исходные предположения и ограничения, определяющие пределы анализа опасностей аварии;
- описание используемых методов анализа опасностей, моделей аварийных процессов и обоснование их применения;
- исходные данные и их источники, в том числе необходимые данные по аварийности и травматизму на ОПО МТ, надежности оборудования;
- результаты идентификации опасностей;
- результаты оценки показателей риска аварии и степени опасности участков и составляющих ОПО МТ;
- анализ влияния исходных данных на результаты количественной оценки риска;
- рекомендации по снижению риска аварии;
- заключение;
- перечень используемых источников информации.

Результаты анализа риска аварии на ОПО МТ при разработке специальных документов (декларации промышленной безопасности, обоснования безопасности, плана локализации и ликвидации аварий) оформляют в соответствии с Методическими указаниями по проведению анализа риска опасных производственных объектов, утвержденными Постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 10 июля 2001 г. № 30 (признано не нуждающимся в государственной регистрации – письмо Министерства юстиции Российской Федерации от 20 августа 2001 г. № 07/8411-ЮД).

Определение безопасных расстояний

Безопасное расстояние от ОПО МТ определяют расчетом максимальных зон воздействия (поражения) при аварийных выбросах опасных веществ с учетом вероятности их реализации.

Расчет следует проводить на основе следующих положений:

1. Линейная часть ОПО МТ отвечает требованиям безопасности по уменьшению тяжести последствий аварий, в том числе к автоматизированной системе обнаружения утечек, системе ликвидации аварии, наличию инженерных сооружений для ограничения разлива опасного вещества.

2. Определяют наиболее опасные сценарии, при которых возможны максимальные размеры зоны воздействия (поражения).

3. Расчет процесса выброса, рассеяния и дрейфа облака опасного вещества в атмосфере проводят при различных метеоусловиях и учете рельефа местности.

4. При обосновании минимальных расстояний используют количественные критерии, учитывающие максимальный размер зоны воздействия (поражения) и значения рассчитанных показателей риска. Критерии безопасности или допустимого (приемлемого) риска обосновывают в проектной документации/документации.

РД 153-39.4-067-04 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов» (выборочно)

Документ предназначен для назначения методов ремонта дефектов нефтепроводов, обнаруживаемых при внутритрубной диагностике и другими методами неразрушающего контроля, а также при ликвидации аварий.

Требования настоящего РД являются обязательными при выборочном и капитальном ремонте линейной части нефтепроводов, технологических нефтепроводов НПС и нефтебаз.

Требования данного РД являются обязательными для ОАО МН ОАО «АК «Транснефть», эксплуатирующих нефтепроводы, а также для подрядчиков, выполняющих работы по ремонту и диагностике нефтепроводов.

В РД 153-39.4-067-04 применяют следующие сокращения:

АК – акционерная компания;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ВСН – ведомственные строительные нормы;

ГОСТ – государственный стандарт;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

ДПР – дефект, подлежащий ремонту;

КМТ – композитно-муфтовая технология;

МН – магистральный нефтепровод;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОАО МН – открытое акционерное общество магистральных нефтепроводов;

ОСТ – стандарт отрасли, стандарт организации;

ПОР – дефект первоочередного ремонта;

РД – руководящий документ;

СНиП – строительные нормы и правила;

СП – свод правил;

ЦБПО – центральная база производственного обеспечения;

D_H – номинальный наружный диаметр трубы;

t – номинальная толщина стенки трубы;

H_B – глубина вмятины;

H_d – допустимая глубина вмятины или сумма выступа и глубины гофра при ремонте по композитно-муфтовой технологии;
 d – минимальный измеренный наружный диаметр трубы.

4. Классификация дефектов

4.1. Дефект нефтепровода – это каждое отдельное несоответствие нормативам: в стенке, в сварном шве трубы, геометрических параметров трубы, а также соединительные детали, не соответствующие требованиям на изготовление.

4.2. Дефекты подразделяются на дефекты, подлежащие ремонту (ДПР), из которых по степени опасности выделяются дефекты первоочередного ремонта (ПОР).

4.2.1. Дефектами, подлежащими ремонту, являются дефекты труб, соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, параметры которых не соответствуют требованиям СНиП, ГОСТ, ВСН и других нормативных документов.

4.2.2. Дефектами первоочередного ремонта являются дефекты, представляющие повышенную опасность для целостности нефтепровода при его эксплуатации и подлежащие ремонту в первую очередь для восстановления несущей способности трубы.

4.2.3. Комбинированными дефектами являются комбинации из двух и более дефектов. К таким дефектам относятся:

- вмятины и гофры в сочетании с рисккой, потерей металла, расслоением или трещиной;
- овальность в сочетании с вмятиной, гофром;
- вмятины и гофры, примыкающие или находящиеся на сварном шве;
- аномалии сварных швов в сочетании со смещениями;
- аномалии сварных швов в сочетании с коррозионной потерей металла;
- расслоение, примыкающее к дефектному сварному шву.

Дефект считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от границы дефекта до границы сварного шва не превышает 4 толщин стенки трубы в районе дефекта.

4.2.4. Критерии классификации дефектов на ДПР и ПОР приведены в табл. 4.2.

4.2.5. Дефекты геометрии трубы — это дефекты, связанные с изменением ее формы. К ним относятся:

«Вмятина» — уменьшение проходного сечения трубы длиной не более 1,5 номинального диаметра трубы, возникшее в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода;

«Гофр» — чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода (вмятины, гофры глубиной от 1 до 3,5 % от номинального диаметра, по данным ВИП, включаются в состав дефектов ПОР, по результатам ДДК определяются параметры и наличие в них дополнительных дефектов и уточняются очередность и метод их ремонта);

«Овальность» — дефект геометрии длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях. Овальность определяется как разность между значением номинального наружного диаметра D_H и значением минимального измеренного наружного диаметра трубы d (приложение Б1, рис. Б1.1).

По соотношению величины овальности к номинальному диаметру трубы $(D_H - d) / D_H$, выраженному в процентах, овальности классифицируются как ДПР и ПОР в следующем порядке:

- на прямошовной или бесшовной трубе с нормативным пределом текучести металла трубы, более или равном 350 МПа, к дефектам ПОР относится овальность с величиной $(D_H - d) / D_H$ 6 % и более для труб с соотношением D_H / t более 90 и овальность с величиной $(D_H - d) / D_H$ 5 % и более для труб с соотношением D_H / t , менее или равном 90;
- на прямошовной или бесшовной трубе с нормативным пределом текучести металла трубы менее 350 МПа к дефектам ПОР относится овальность с величиной $(D_H - d) / D_H$ 5 % и более для труб с соотношением D_H / t более 90 и овальность с величиной $(D_H - d) / D_H$ 4 % и более для труб с соотношением D_H / t , менее или равном 90;

– на спиральношовной трубе к дефектам ПОР относится овальность с величиной $(D_H - d) / D_H$ 7 % и более для труб с соотношением D_H / t более 90 и овальность с величиной $(D_H - d) / D_H$ 6 % и более для труб с соотношением D_H / t , менее или равном 90.

При значениях d (в миллиметрах), равных или меньше приведенных в таблицах приложения Б, дефекты типа «овальность» и «овальность в сочетании с вмятиной» подлежат устранению.

В случае если на трубе овальность сочетается с вмятиной на основном металле трубы, то такой комбинированный дефект классифицируется как ПОР в том же порядке с использованием соотношения $(D_H - d) / D_H$, выраженного в процентах (приложение Б1, рис. Б1.2), при этом глубина вмятины H_B не должна превышать предельных значений, приведенных в таблицах приложения Б.

4.2.6. Дефекты в стенке трубы. К ним относятся:

4.2.6.1. «Потеря металла» – изменение толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утончением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления.

Дефекты сплошной коррозии длиной и шириной 100 мм и более включаются в состав дефектов ДПР независимо от глубины дефекта. При их расположении на участках трубопроводов, находящихся на расстоянии не более 3 км от электрифицированных железных дорог, данные дефекты классифицируются как дефекты ПОР.

Точечные коррозионные дефекты (внешние потери металла), объединенные при интерпретации по результатам внутритрубной диагностики в единый дефект с размерами 100×100 мм и более, включаются в состав дефектов ДПР. При их расположении на участках трубопроводов, находящихся на расстоянии не более 3 км от электрифицированных железных дорог, данные дефекты классифицируются как дефекты ПОР.

Трубная секция, содержащая совокупность дефектов ДПР с общей площадью всех потерь металла 15 % и более от площади наружной поверхности секции, классифицируется как секция, подлежащая ремонту, и может быть отремонтирована только заменой всей секции.

Расчеты статической прочности труб с дефектами потери металла проводятся в соответствии с «Методикой определения опасности

повреждений стенки труб магистральных трубопроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами».

Расчеты допустимого срока эксплуатации (долговечности) труб с коррозионными дефектами стенки проводятся в соответствии с «Методикой оценки работоспособности и проведения аттестации магистральных нефтепроводов». В расчетах допустимого срока эксплуатации труб с коррозионными дефектами стенки используются скорости роста коррозионных дефектов в соответствии с Приложением А.

4.2.6.2. Риска (царапина, задира) – дефект поверхности в виде углубления с уменьшением толщины стенки трубы, образованный перемещающимся по поверхности трубы твердым телом.

4.2.6.3. Расслоение – внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлениях, разделяющее металл стенки трубы на слои. Расслоение – внутренний дефект металла трубы технологического происхождения.

Расслоение с выходом на поверхность (закат, плена прокатная) – расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы.

Расслоение в околосварной зоне – расслоение, примыкающее к сварному шву (расстояние от сварного шва до края расслоения меньше 4 толщин стенки трубы).

Расчеты статической прочности и допустимого срока эксплуатации (долговечности) труб с расслоениями проводятся в соответствии со Стандартом отрасли «Нефтепроводы магистральные. Кольцевые, продольные, спиральные швы с дефектами и трубы с расслоениями. Определение долговечности».

4.2.6.4. Трещина – дефект в виде разрыва металла стенки трубы.

4.2.7. Дефекты сварного шва – это дефекты в самом сварном шве или в околосварной зоне, типы и параметры которых установлены нормативными документами.

К дефектам сварного шва относятся:

4.2.7.1. Трещина, непровар, несплавление – дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, классифицируются как «не сплошности плоскостного типа» поперечного/продольного/спирального сварного шва.

4.2.7.2. Поры, шлаковые включения, наружные дефекты (утяжина, подрез, превышение проплава, наплывы, чешуйчатость, отклонения размеров шва от требований нормативных документов) классифицируются как «аномалии» поперечного/продольного/спирального сварного шва.

4.2.7.3. Смещение кромок — несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных (свариваемых) труб (для поперечного сварного шва) или листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных соединениях, классифицируется как «смещение» поперечного/продольного/спирального сварного шва.

Расчеты статической прочности и допустимого срока эксплуатации (долговечности) сварных швов с дефектами проводятся в соответствии со Стандартом отрасли «Нефтепроводы магистральные. Кольцевые, продольные, спиральные швы с дефектами и трубы с расслоениями. Определение долговечности».

4.2.8. К дефектам нефтепровода относятся недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, не соответствующие требованиям нормативных документов:

- тройники;
- плоские и другие заглушки и днища;
- сварные секторные отводы;
- переходники;
- патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам;
- заплаты вварные и накладные всех видов и размеров;
- накладные элементы из труб («корыта»), приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не разрешенные настоящим РД или другими нормативными документами.

4.2.8.1. Соединительные детали (тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники), не соответствующие действующим нормативным документам, установленные на линейной части МН, технологических нефтепроводах НПС, а также заплаты всех видов и размеров, накладные элементы из труб (корыта) независимо от места их установки классифицируются как дефекты ПОР.

4.2.8.2. Приварные элементы (вантузы, сигнализаторы пропуска средств очистки и диагностики, катодные выводы, отборы давления, «чопики» и др.), не соответствующие требованиям нормативных документов, на линейной части МП, нефтепроводах НПС и нефтебаз классифицируются как дефекты ПОР.

4.3. Дефекты, параметры которых не могут быть определены только по данным ВИП, а также в которых по данным ВИП могут быть не выявлены дополнительные дефекты, должны быть дополнительно обследованы неразрушающими методами контроля при проведении ДДК. Дефекты, подлежащие ДДК, приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Дефекты, подлежащие ДДК

Описание и параметры дефекта	Цель проведения ДДК
Вмятины, гофры глубиной до 3,5 % от номинального наружного диаметра трубы	Определение наличия дополнительных дефектов в дефекте геометрии и для уточнения очередности и метода ремонта
Овальность, овальность в сочетании со сварным швом при значении d , равном или меньшем приведенного в таблицах Прил. Б	Уточнение величины овальности трубы для определения необходимости вырезки
Смещения кромок в поперечных сварных швах	Определение наличия дополнительных дефектов в сварном шве, необходимости и метода их ремонта
Сварные швы, смонтированные с применением подкладных колец	Определение наличия дефектов в сварном шве, необходимости и метода их ремонта
Приварные элементы	Определение необходимости и метода ремонта

4.3.1. При выборочном ремонте и капитальном ремонте стенки трубы с заменой изоляции, ДДК дефектов ДПР проводится для уточнения их параметров и метода ремонта.

4.3.2. При проведении ДДК используются следующие методы неразрушающего контроля:

- визуально-измерительный;
- ультразвуковой;
- магнитный (магнитографический и др.).

Возможно применение (при необходимости) других методов контроля, обеспечивающих выявление дефектов и определение их параметров (капиллярный, вихретоковый и др.).

Таблица 4.2

Классификация дефектов по критерию очередности ремонта

№	Описание дефекта	Дефекты, подлежащие ремонту	Дефекты первоочередного ремонта
1	Вмятина, гофр без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам	Глубиной, равной или более 3,5 % от номинального диаметра трубы	Глубиной, равной или более 3,5 % от номинального диаметра трубы
2	Вмятина, гофр, примыкающие к сварному шву или расположенные на сварном шве	Глубиной более 6 мм	Глубиной, равной или более 1 % от номинального диаметра трубы, но не менее 6 мм
3	Вмятина, гофр в комбинации с дополнительным дефектом (риской, задиром, трещиной, потерей металла)	Все дефекты	Все дефекты
4	Овальность, овальность в сочетании со сварным швом	При значении d , равном или меньшем приведенного в таблицах Приложения Б	При значении d , равном или меньшем приведенного в таблицах Приложения Б
5	Овальность в сочетании с вмятиной	При значении d , равном или меньшем приведенного в таблицах Приложения Б, глубине вмятины более 2 %	При значении d , равном или меньшем приведенного в таблицах Приложения Б, глубине вмятины более 2 %
6	Овальность в сочетании с гофром	Все дефекты независимо от их геометрических параметров и месторасположения	Все дефекты независимо от их геометрических параметров и месторасположения

№	Описание дефекта	Дефекты, подлежащие ремонту	Дефекты первоочередного ремонта
7	Овальность в сочетании с вмятиной, примыкающей к сварному шву или расположенной на сварном шве	Все дефекты независимо от их геометрических параметров и месторасположения	Все дефекты независимо от их геометрических параметров и месторасположения
8	Потеря металла (внешняя и внутренняя)	Глубиной, равной или более 20 % от толщины стенки трубы	Глубиной, равной или более 50 % от толщины стенки трубы; опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
9	Дефекты сплошной коррозии длиной и шириной 100 мм и более и точечные внешние потери металла, объединенные в единый дефект с размерами 100×100 мм и более на участках трубопроводов, находящиеся на расстоянии не более 3 км от электрифицированных железных дорог	Все дефекты	Все дефекты
10	Дефекты сплошной коррозии длиной и шириной 100 мм и более и точечные внешние потери металла, объединенные в единый дефект с размерами 100×100 мм и более на участках трубопроводов, находящиеся	Все дефекты	Глубиной, равной или более 50 % от толщины стенки трубы (одного и более дефектов, объединенных в группу); опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее

№	Описание дефекта	Дефекты, подлежащие ремонту	Дефекты первоочередного ремонта
	на расстоянии более 3 км от электрифицированных железных дорог		
11	Секция, подлежащая ремонту	Общая площадь всех потерь металла 15 % и более от площади наружной поверхности секции	Общая площадь всех потерь металла 15 % и более от площади наружной поверхности секции, с наличием на секции одного или более дефектов ПОР
12	Риска (царапина, задира)	Глубиной, равной или более 0,2 мм	Глубиной, равной или более 0,2 мм
13	Трещина по телу трубы или в сварном шве	Все дефекты	Все дефекты
14	Расслоение	Опасные по результатам расчета на статическую прочность	Опасные по результатам расчета на статическую прочность
15	Расслоение в околосварной зоне	Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее	Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
16	Расслоение с выходом на поверхность	Все дефекты	Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
17	Аномалия поперечного сварного шва	Суммарной длиной по окружности, равной или более $1/6\pi D_n$, с размерами, превышающими допустимые значения по СНиП 111-42-80* и ВСН 012-88	Суммарной длиной по окружности, равной или более $1/3\pi D_n$; опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее

№	Описание дефекта	Дефекты, подлежащие ремонту	Дефекты первоочередного ремонта
18	Несплошность плоскостного типа поперечного сварного шва	Суммарной длиной по окружности, равной или более $1/6\pi D_n$, с размерами, превышающими допустимые значения по СНиП 111-42-80* и ВСН 012-88	Суммарной длиной по окружности, равной или более $1/6\pi D_n$; опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
19	Смещение поперечного сварного шва	С размерами, превышающими допустимые значения по СНиП Ш-42-80* и ВСН 012-88	Глубиной, равной или более 25 % толщины стенки трубы и длиной по окружности трубы, равной или более $1/3\pi D_n$. Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
20	Разнотолщинность в поперечном сварном шве	С соотношением толщин стенок стыкуемых труб, превышающим допустимые значения по СНиП Ш-42-80*, но не более 1,5, выполненных без специальной разделки кромок	С соотношением толщин стенок стыкуемых труб, превышающим 1,5
21	Аномалия продольного (спирального) шва	Один дефект длиной по оси трубы более 3 мм на длине 150 мм по оси трубы или 2 дефекта длиной по оси трубы более 7 мм на длине 150 мм по оси трубы	Длиной по оси трубы, равной или более $2\sqrt{D_n \cdot t}$; опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
22	Несплошность плоскостного типа продольного (спирального) шва	Один дефект длиной по оси трубы более 13 мм на длине 150 мм по оси трубы или 2 дефекта длиной по оси трубы более 7 мм на длине 150 мм по оси трубы или 2 дефекта длиной по оси	Длиной по оси трубы, равной или более $2\sqrt{D_n \cdot t}$ при любой глубине. Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее

№	Описание дефекта	Дефекты, подлежащие ремонту	Дефекты первоочередного ремонта
23	Смещение продольного (спирального) шва	Глубиной, равной или более 10 % толщины стенки трубы	Длиной по оси трубы, равной или более $3\sqrt{D_n \cdot t}$ при любой глубине смещения; опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
24	Недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, приварные элементы: а) тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники; б) плоские и другие заглушки и днища; в) патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам; г) заплаты вварные и накладные всех видов и размеров; д) накладные элементы из труб («корыта»), приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не регламентированные нормативными документами	Недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, приварные элементы: а) тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники; б) плоские и другие заглушки и днища; в) патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам; г) заплаты вварные и накладные всех видов и размеров; д) накладные элементы из труб («корыта»), приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не регламентированные нормативными документами и классифицированные в соответствии с п. 4.2.8 настоящего РД; е) приварные элементы, не соответствующие требованиям нормативных документов	Недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, приварные элементы: а) тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники и днища; б) плоские и другие заглушки и днища; в) патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам; г) заплаты вварные и накладные всех видов и размеров; д) накладные элементы из труб («корыта»), приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не регламентированные нормативными документами и классифицированные в соответствии с п. 4.2.8 настоящего РД; е) «чопики» (металлические пробки) с параметрами, не соответствующими требованиям «Правил ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах»; ж) сварные присоединения (ответвления) диаметром 50 мм и более при отсут-

№	Описание дефекта	Дефекты, подлежащие ремонту	Дефекты первоочередного ремонта
			ствии усиливающих накладок или с размерами накладок менее 0,4 диаметра ответвления
25	Недопустимые настоящим РД ремонтные конструкции и методы ремонта; временные ремонтные конструкции	Недопустимые настоящим РД ремонтные конструкции и методы ремонта. Временные ремонтные конструкции при сроках эксплуатации, превышающих указанные в табл. 6.1	Недопустимые настоящим РД ремонтные конструкции и методы ремонта; временные ремонтные конструкции при сроках эксплуатации, превышающих указанные в табл. 6.1

5. Порядок проведения ремонта дефектов

5.1. Устранение дефектов, подлежащих ремонту, производится выборочным ремонтом отдельных дефектов в соответствии с методами, регламентированными настоящим РД, и при капитальном ремонте с заменой трубы и с заменой изоляции. При капитальном ремонте с заменой изоляции должен производиться ремонт всех имеющихся на данном участке дефектов, подлежащих ремонту, с последующей заменой изоляции.

5.2. Выбор вида ремонта (выборочный, капитальный с заменой труб, капитальный с заменой изоляции) производится в зависимости:

- от технико-экономических показателей по видам и методам ремонта;
- плотностей распределения дефектов ДПР и ПОР по длине нефтепровода;
- плотностей распределения коррозионных дефектов по длине нефтепровода;
- состояния изоляционного покрытия.

5.3. Все выявленные дефекты ПОР и дефекты ПОР, допустимый срок эксплуатации которых заканчивается в текущем году, должны быть устранены в течение текущего года.

5.4. Очередность ремонта дефектов ПОР определяется исходя из следующих критериев.

В первую очередь подлежат ремонту и устранению дефекты:

- расположенные на переходах через водные преграды;
- расположенные на переходах через автомобильные и железные дороги;
- расположенные вблизи населенных пунктов и промышленных объектов;
- расположенные на местности, геодезические отметки и профиль которых при выходе нефти могут привести к попаданию ее в реки, водоемы, населенные пункты и промышленные объекты;
- ограничивающие пропускную способность нефтепровода;
- расположенные в труднодоступных участках нефтепроводов (болота, горные участки и др.).

6. Методы ремонта дефектных участков нефтепровода

6.1. Запрещается установка на нефтепроводах заплат всех видов, накладных элементов («корыта») и других, не разрешенных настоящим РД, конструктивных элементов. Все ранее установленные на нефтепроводах заплаты и накладные элементы должны быть заменены постоянными методами ремонта.

6.2. Разрешенные методы ремонта.

6.2.1. Для ремонта дефектов магистральных и технологических нефтепроводов могут применяться следующие методы ремонта:

- шлифовка;
- заварка;
- вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка);
- установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки).

Методы ремонта нефтепроводов подразделяются на методы постоянного ремонта и методы временного ремонта.

6.2.2. К методам постоянного ремонта относятся методы, восстанавливающие несущую способность дефектного участка нефтепровода до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

К методам и конструкциям постоянного ремонта (для типов дефектов, ремонт которых разрешен данным методом в соответствии с таблицами 6.2, 6.3) относятся шлифовка, заварка, вырезка, композитная муфта, обжимная приварная муфта, галтельная муфта, удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр, патрубков с эл-

липтическим днищем, допустимый диаметр которого определяется по таблице 6.4.

6.2.3. Конструкции временного ремонта применяются на ограниченный период времени, установка их в плановом порядке запрещается. К конструкциям для временного ремонта относятся необходимая приварная муфта и муфта с коническими переходами. Муфты этих типов разрешается применять для аварийного ремонта с последующей заменой в течение одного календарного месяца и для ремонта гофра на срок не более одного года с обязательной последующей заменой на постоянные методы ремонта.

6.2.4. Допустимый срок эксплуатации ранее установленных муфт с коническими переходами, необходимых приварных муфт определяется по таблице 6.1 в зависимости от отношения допустимого рабочего давления в зоне дефекта к проектному давлению нефтепровода.

Таблица 6.1

Допустимый срок эксплуатации ранее установленных муфт

$P_{\text{доп.раб}}/P_{\text{проект}} \%$	Срок эксплуатации с момента установки, лет	
	Муфты с коническими переходами	Необходимые приварные муфты
100	3	6
90	4	7
80	5	9
70	6	12
60	8	15
50 и менее	12	15

По истечении срока, указанного в таблице 6.1 и отсчитываемого с момента проведения установки, муфты с коническими переходами, необходимые приварные муфты должны быть заменены постоянными методами ремонта.

Дефекты в сочетании с приваренными к трубе кольцами, оставшимися после демонтажа элементов необходимых приварных муфт или муфт с коническими переходами, а также сварные и накладные заплаты могут быть отремонтированы с помощью композитных муфт.

6.3. Методы ремонта дефектов различных типов.

В таблицах 6.2 и 6.3 приведены разрешенные настоящим РД методы постоянного ремонта дефектов нефтепроводов с учетом параметров дефекта и несущей способности ремонтной конструкции.

На рисунках таблиц 6.5 и 6.6 показаны типы ремонтных конструкций, используемых при ремонте в соответствии с настоящим РД.

Таблица 6.2

Методы постоянного ремонта дефектов линейной части МН

№ в табл. 4.2	Тип дефекта и его расположение	Дефект и его параметры	Метод ремонта
1	Вмятина без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР глубиной до НД (таблица 6.2а)	Композитная муфта
		ДПР с допустимой овальностью	Обжимная приварная муфта
1	Гофры без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР глубиной до НД (таблица 6.2а)	Композитная муфта
		ДПР высотой до 6 % от номинального диаметра трубы	Удлиненная галтельная муфта
2	Вмятина, примыкающая к сварному шву или расположенная на сварном шве	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР глубиной до НД (таблица 6.2а)	Композитная муфта
		ДПР в околошовной зоне поперечного сварного шва	Галтельная муфта
2	Гофры, примыкающие к сварному шву или расположенные на сварном шве	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР глубиной до НД (таблица 6.2а)	Композитная муфта
		ДПР высотой до 6 % от номинального диаметра трубы	Удлиненная галтельная муфта

№ в табл. 4.2	Тип дефекта и его расположение	Дефект и его параметры	Метод ремонта
3	Вмятины и гофры в комбинации с дополнительным дефектом (риской, задиrom, трещиной, потерей металла)	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР глубиной до НД (таблица 6.2a)	Композитная муфта
		Дополнительный дефект глубиной до 20 % от толщины стенки трубы на внешней поверхности трубы при глубине вмятины до 1 % от номинального диаметра трубы	Шлифовка
		Дополнительный дефект глубиной до 10 % от толщины стенки трубы на внешней поверхности трубы при глубине вмятины свыше 1 % и не более 3,5 % от номинального диаметра трубы	Шлифовка
4, 5	Овальность, овальность в сочетании с вмятиной	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
6	Овальность в сочетании с гофром на прямошовной, бесшовной или спиральношовной трубе	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
7	Овальность в сочетании с вмятиной, примыкающей к сварному шву или расположенной на сварном шве на прямошовной, бесшовной или спиральношовной трубе	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
8, 12	Потери металла, риски, царапины и задиры на внешней поверхности трубы	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР глубиной до 90 % от толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы до $\sqrt{D_n \cdot t}$	Композитная муфта

№ в табл. 4.2	Тип дефекта и его расположение	Дефект и его параметры	Метод ремонта
		ДПР глубиной до 70 % от толщины стенки трубы при любой длине	Композитная муфта
		ДПР глубиной до 70 % от толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы до D_H	Обжимная приварная муфта
8, 12	Потери металла, риски, царапины и задиры на внешней поверхности тела трубы	ДПР в околошовной зоне поперечного сварного шва глубиной до 70 % от толщины стенки трубы	Галтельная муфта
		ДПР одиночные глубиной до 70 % от толщины стенки с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм и максимальными линейными размерами до $3t$ с расстоянием между соседними дефектами не менее наименьшего дефекта или не менее $4t$	Заварка
		ДПР глубиной до 30 % от толщины стенки с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм, площадью не более $D_H - t$ и длиной не более $2\sqrt{D_H \cdot t}$	Заварка
		ДПР глубиной до 20 % от толщины стенки трубы	Шлифовка
8, 12	Потери металла и риски на внутренней поверхности трубы	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР глубиной до 50 % от толщины стенки трубы	Композитная муфта
		ДПР глубиной до 50 % от толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы до D_H	Обжимная приварная муфта
		ДПР в околошовной зоне поперечного сварного шва глубиной до 50 % от толщины стенки трубы	Галтельная муфта
9, 10	Точечные внешние потери металла на теле трубы, объединенные в единый дефект	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР глубиной до 90 % от толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы до $\sqrt{D_H \cdot t}$	Вырезка

№ в табл. 4.2	Тип дефекта и его расположение	Дефект и его параметры	Метод ремонта
	с размерами 100×100 мм, и дефекты сплошной коррозии длиной и шириной более 100 мм в зоне и вне зон электрифицированных железных дорог	ДПР глубиной до 70 % от толщины стенки трубы при любой длине	Композитная муфта
		ДПР глубиной до 70 % от толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы до D_n	Обжимная приварная муфта
		ДПР в околошовной зоне поперечного сварного шва глубиной до 70 % от толщины стенки трубы	Галтельная муфта
		ДПР одиночные глубиной до 70 % от толщины стенки с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм и максимальными линейными размерами до $3t$ с расстоянием между соседними дефектами не менее наименьшего дефекта или не менее $4t$	Заварка
		ДПР глубиной до 30 % от толщины стенки с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм, площадью не более $D_n t$ и длиной не более $\sqrt{D_n \cdot t}$	Заварка
		ДПР глубиной до 20 % от толщины стенки трубы	Шлифовка
11	Секции, подлежащие ремонту	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
13	Трещины по телу трубы	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР глубиной до 70 % от толщины стенки трубы при длине по окружности трубы до 0,6 длины окружности трубы	Композитная муфта
		ДПР глубиной до 70 % от толщины стенки трубы при длине по оси трубы до $0,5 D_n$	Композитная муфта
		ДПР глубиной до 70 % от толщины стенки трубы при длине по оси трубы до $0,5 D_n$	Обжимная приварная муфта

№ в табл. 4.2	Тип дефекта и его расположение	Дефект и его параметры	Метод ремонта
		ДПР глубиной до 30 % от толщины стенки трубы при любой длине	Композитная муфта
		ДПР глубиной до 30 % от толщины стенки трубы при длине по оси трубы до D_H	Обжимная приварная муфта
		ДПР глубиной до 20 % от толщины стенки трубы на внешней поверхности трубы	Шлифовка
13	Трещины в продольном сварном шве	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР с длиной по оси трубы до $0,5 D_H$ при глубине не более 70 % от толщины стенки трубы	Композитная муфта
		ДПР с глубиной не более 30 % от толщины стенки трубы при любой длине по оси трубы	Композитная муфта
13	Трещины в спиральном сварном шве	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР с суммарной длиной по окружности трубы до 0,6 длины окружности трубы при глубине не более 70 % от толщины стенки трубы	Композитная муфта
		ДПР с суммарной длиной по оси трубы до $0,5 D_H$ на длине сварного шва $1,5 D_H$ при глубине не более 70 % от толщины стенки трубы	Композитная муфта
		ДПР с глубиной не более 30 % от толщины стенки трубы при суммарной длине по окружности трубы более 0,6 длины окружности трубы или при длине по оси трубы более D_H	Композитная муфта
13	Трещины в поперечном сварном шве	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка

№ в табл. 4.2	Тип дефекта и его расположение	Дефект и его параметры	Метод ремонта	
		ДПР с суммарной длиной по окружности трубы до 0,6 длины окружности трубы при глубине не более 90 % от толщины стенки трубы	Композитная муфта	
		ДПР с глубиной не более 70 % от толщины стенки трубы при суммарной длине по окружности трубы более 0,6 длины окружности трубы	Композитная муфта	
		ДПР с глубиной не более 70 % от толщины стенки трубы при суммарной длине дефекта по окружности трубы до 0,5 длины окружности трубы	Галтельная муфта	
14	Расслоение	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка	
			Композитная муфта	
			Обжимная приварная муфта	
15	Расслоение в околошовной зоне	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка	
			Композитная муфта	
16	Расслоения с выходом на поверхность	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка	
			ДПР с глубиной до 70 % от толщины стенки трубы	Композитная муфта
			ДПР с глубиной до 70 % от толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы до D_n	Обжимная приварная муфта
			ДПР с глубиной до 20 % от толщины стенки трубы при выходе расслоения на внешнюю поверхность трубы	Шлифовка
17, 18, 19	Аномалия, несплошность	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка	

№ в табл. 4.2	Тип дефекта и его расположение	Дефект и его параметры	Метод ремонта
	плоскостного типа, смещение поперечного сварного шва	ДПР с суммарной длиной по окружности трубы до 0,6 длины окружности трубы при глубине не более 90 % от толщины стенки трубы	Композитная муфта
		ДПР с глубиной не более 70 % от толщины стенки трубы при суммарной длине по окружности трубы более 0,6 длины окружности трубы	Композитная муфта
		ДПР с глубиной не более 70 % от толщины стенки трубы при суммарной длине дефекта по окружности трубы до 0,5 длины окружности трубы	Галтельная муфта
		ДПР подрезы облицовочного шва максимальной глубиной не более 20 % от толщины стенки трубы и видимые дефекты на поверхности облицовочных швов (отдельные поры, сетки и цепочки пор, незаваренные кратеры) при суммарной длине дефектов по окружности трубы до 1/6 длины окружности трубы	Заварка
17, 18, 19	Аномалия, несплошность плоскостного типа, смещение поперечного сварного шва	ДПР с недопустимой геометрией и неудовлетворительным формированием шва (недостаточное усиление шва, недостаточная ширина шва, отсутствие плавного перехода на основной металл, чешуйчатость более 1 мм)	Заварка
		ДПР типа «чешуйчатость сварного шва», наплывы высотой более 3 мм, «поры, выходящие на поверхность» с остаточной высотой усиления не менее значений, указанных в ГОСТ 16037-80	Шлифовка
		ДПР превышение высоты усиления сварного шва по ГОСТ 16037-80	Шлифовка

№ в табл. 4.2	Тип дефекта и его расположение	Дефект и его параметры	Метод ремонта
20	Разнотолщинность в поперечном сварном шве	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР с соотношением толщин стенок стыкуемых труб, превышающим 1,5	Композитная муфта Галтельная муфта
		ДПР с соотношением толщин стенок стыкуемых труб, превышающим допустимые значения по СНиП 111-42-80*, но не более 1,5, выполненные без специальной разделки кромок	Галтельная муфта
21, 22, 23	Аномалия продольного шва, несплошность плоскостного типа и смещение продольного шва	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР с длиной по оси трубы до D_n при глубине не более 70 % от толщины стенки трубы	Композитная муфта
		ДПР с глубиной не более 30 % от толщины стенки трубы при любой длине по оси трубы	Композитная муфта
21, 22, 23	Аномалия спирального шва, несплошность плоскостного типа и смещение спирального шва	ДПР с параметрами, указанными в таблице 4.2	Вырезка
		ДПР с суммарной длиной по окружности трубы до 0,6 длины окружности трубы при глубине не более 70 % от толщины стенки трубы	Композитная муфта
		ДПР с суммарной длиной по оси трубы до D_n на длине сварного шва $1,5 D_n$ при глубине не более 70 % от толщины стенки трубы	Композитная муфта
		ДПР с глубиной не более 30 % от толщины стенки трубы при суммарной длине по окружности трубы более 0,6 длины окружности трубы или при длине по оси трубы более D_n	Композитная муфта

Таблица 6.2а

Допустимая глубина вмятин и гофров при ремонте
по композитно-муфтовой технологии

D_H , мм	325	377	426	530	720	820	1020	1220
H_d , мм	33	38	43	53	50	48	45	45

H_d — допустимая глубина вмятины или сумма выступа и глубины гофра.

Таблица 6.3

Методы постоянного ремонта дефектов недопустимых
конструктивных элементов и ремонтных конструкций

Параметры недопустимых конструктивных элементов и ремонтных конструкций	Метод ремонта
Недопустимые конструктивные элементы: тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники, косые стыки, сегментные кривые вставки, отводы полевого изготовления, технологические отверстия, врезки, заплаты всех видов и размеров, накладные элементы («корыта»), патрубки, плоские заглушки и днища, патрубки с арматурой, «чопики» (металлические пробки) с параметрами, не соответствующими требованиям РД 153-39.4-114-01. Нерегламентированные ремонтные конструкции	Вырезка
Заплаты накладные и вварные с любыми параметрами, технологические кольца от ранее установленных муфт, «чопики» (металлические пробки) с параметрами, не соответствующими требованиям РД 153-39.4-114-01 и выступающие внутрь трубы не более чем на 5 мм	Композитная муфта
Технологические отверстия, врезки, «чопики» (металлические пробки) с параметрами, не соответствующими требованиям РД 153-39.4-114-01 и выступающие внутрь трубы не более чем на 5 мм	Патрубок с эллиптическим днищем
Заплаты вварные с длиной по оси трубы не более D_H	Обжимная приварная муфта
Патрубки с эллиптическим днищем и без усиливающей накладки	Установка усиливающей накладки

Таблица 6.4

Допустимые диаметры приварных патрубков с эллиптическим дном и усиливающей накладкой

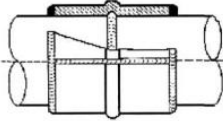
Диаметр нефтепровода, мм	Допустимые диаметры приварных патрубков, мм
377	108
426	108
530	108, 159
720	108, 159, 219
820	108, 159, 219
1020	108, 159, 219
1220	108, 159, 219, 325

Примечание. Толщина стенки патрубка должна выбираться в соответствии с его диаметром:

- 108 мм – допустимая толщина стенки 6; 8 мм;
- 159 мм – допустимая толщина стенки 8; 10; 12 мм;
- 219 мм – допустимая толщина стенки 8; 10; 12; 16 мм;
- 325 мм – допустимая толщина стенки 10; 16 мм.

Таблица 6.5

Ремонтные конструкции для постоянного ремонта

Обозначение	Ремонтная конструкция	Описание ремонтной конструкции
П1		Композитная муфта, устанавливаемая по технологии КМТ
П2		Обжимная приварная муфта с технологическими кольцами, длина муфты определяется длиной дефекта в соответствии с п. 7.5.2, но не более 3000 мм
П3		Галтельная муфта для ремонта поперечных сварных швов

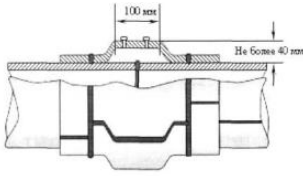
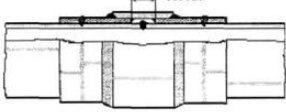
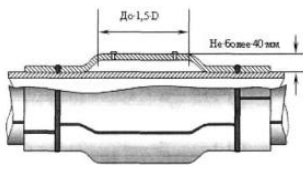
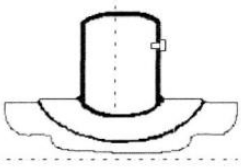
Обозначение	Ремонтная конструкция	Описание ремонтной конструкции
П4		Галтельная муфта с короткой полостью для ремонта поперечных сварных швов (высота галтели не более 40 мм с заполнением антикоррозионной жидкостью)
П5		Сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов
П6		Удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью
П7		Приварной патрубок с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой (воротником) для ремонта технологических отверстий и врезок

Таблица 6.6

Ремонтные конструкции для временного ремонта

Обозначение	Ремонтная конструкция	Описание ремонтной конструкции
В1		Приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью
В2		Приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью

7. Требования к проведению ремонта нефтепроводов различными методами

7.1. Общие положения

В данном разделе приводятся основные положения технологий ремонта нефтепроводов, применяемых при выборочном и капитальном ремонте.

Ремонт методами шлифовки, заварки и установкой муфт проводится без остановки перекачки нефти.

Каждый ремонт должен отражаться в паспорте нефтепровода.

Ремонтные муфты монтируются на действующем нефтепроводе как при остановке, так и без остановки перекачки при давлениях, ограниченных условиями безопасности производства работ и давлением, определяемым из условий технологии установки муфты. При установке муфт давление должно соответствовать наименьшему из давлений, определяемому по перечисленным условиям.

Ремонтные конструкции должны быть изготовлены в заводских условиях по техническим условиям и конструкторской документации, разработанной в установленном порядке, и иметь паспорт.

Применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в полевых условиях (в трассовых условиях), запрещается.

Устранение дефектов при капитальном ремонте выполняется при давлении в нефтепроводе не выше 2,5 МПа.

7.2. Шлифовка

Шлифовка используется для ремонта участков труб с дефектами глубиной до 20 % от номинальной толщины стенки трубы типа «потеря металла» (коррозионные дефекты, риски), расслоение с выходом на поверхность, мелких трещин, а также дефектов типа «аномалии сварного шва» (чешуйчатость, поры, выходящие на поверхность) с остаточной высотой усиления не менее значений, указанных в ГОСТ 16037-80.

Шлифовка используется для ремонта во вмятинах дополнительных дефектов – рисок, потерь металла, трещин, расслоений с выходом на поверхность в соответствии с таблицей 6.2.

При шлифовке путем снятия металла должна быть восстановлена плавная форма поверхности, снижена концентрация напряжений. Максимальное допустимое давление в трубе при проведении выбо-

рочного ремонта методом шлифовки – не более 2,5 МПа. Зашлифованный участок должен подвергаться визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии.

После шлифовки должна проверяться остаточная толщина стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии. Остаточная толщина не должна быть меньше 80 % от толщины стенки. В случае, когда остаточная толщина меньше 80 % от толщины стенки трубы, следует применять метод ремонта в соответствии с таблицей 6.2.

7.3. Заварка дефектов

Заварку разрешается применять для ремонта дефектов тела трубы типа «потеря металла» (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки трубы не менее 5 мм, а также дефектов типа «аномалии поперечного сварного шва» (поры, выходящие на поверхность, подрезы сварного шва, недостаточное или отсутствующее усиление, недостаточная ширина шва) на сварных швах в соответствии с таблицей 6.2.

Заварка допускается, если глубина и максимальный линейный размер одиночного дефекта (длина, диаметр) или его площадь не превышают величин, указанных в таблице 6.2. Расстояние между смежными повреждениями должно быть не менее $4t$ (t – номинальная толщина стенки трубы). Расстояние от завариваемых дефектов до сварных швов, в том числе до спиральных, должно быть не менее $4t$.

Заварку разрешается проводить только на полностью заполненном нефтепроводе. Выполнение заварки на частично заполненном нефтепроводе не допускается.

При выборочном ремонте максимальное допустимое давление в нефтепроводе – не выше 2,5 МПа.

Наплавленный металл подвергается визуальному, магнитопорошковому контролю для выявления внешних дефектов и ультразвуковому контролю для выявления внутренних дефектов. Результаты контроля должны оформляться в виде заключений.

7.4. Вырезка дефекта (замена «катушки»)

7.4.1. При этом способе ремонта участок трубы с дефектом («катушка») должен быть вырезан из нефтепровода и заменен бездефектной «катушкой». Вырезка дефекта должна применяться в случае обнаружения недопустимого сужения проходного диаметра нефте-

провода, невозможности обеспечения требуемой степени восстановления нефтепровода при установке муфт (протяженная трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией), экономической нецелесообразности установки муфт из-за чрезмерной длины дефектного участка.

7.4.2. Порядок организации и выполнения работ по вырезке и врезке «катушек», требования к врезаемым «катушкам» определяются РД 153-39 4Р-130-2002 «Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов».

Технология ремонта методом замены участка должна соответствовать действующим нормативным документам, отвечающим требованиям вновь строящегося трубопровода.

7.5. Установка ремонтных муфт

7.5.1. Требования на изготовление муфт.

Муфты должны быть изготовлены в заводских условиях в соответствии с утвержденными в установленном порядке техническими условиями, конструкторской документацией, технологической картой, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в полевых условиях (в трассовых условиях), запрещается.

Муфты должны быть изготовлены из листового материала или из новых (не бывших в эксплуатации) прямошовных или бесшовных труб, предназначенных для сооружения магистральных нефтепроводов.

Для изготовления муфт применяются низколегированные стали марок 09Г2С, 10ХСНД, 13Г1С-У, 17Г1С-У или аналогичные им. Толщина стенки муфты и ее элементов при одинаковой прочности металла трубы и муфты должна быть не меньше толщины стенки ремонтируемой трубы. При меньшей нормативной прочности металла муфты номинальная толщина ее стенки должна быть увеличена в соответствии с расчетом по п. 83 СНиП 20506-85*. При этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем на 20 % (допускается превышение 20 % при округле-

нии величины толщины стенки муфты до ближайшего стандартного значения толщины листа). Все элементы муфты должны быть одинаковой толщины.

Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задигов и рисок на поверхности муфт не допускаются. Установка муфт должна производиться в соответствии с требованиями РД 153-39.4-086-01 «Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы».

7.5.2. Перед установкой ремонтных муфт необходимо тщательно удалить изоляционное покрытие с дефектного участка нефтепровода для последующей обработки поверхности согласно технологии установки применяемой муфты. В целях правильности выбора ремонтной конструкции необходимо определить тип и фактические параметры дефекта с составлением акта проведения дефектоскопического контроля.

Приварная муфта должна перекрывать место дефекта не менее чем на 100 мм от края дефекта. Длина муфт выбирается в зависимости от длины ремонтируемого дефекта, с учетом ограничений таблиц 6.2–6.5 и в соответствии с требованиями технологии на установку муфт данного типа. Длина обжимной приварной муфты с технологическими кольцами не должна превышать 3000 мм. Длина цилиндрической части удлиненной гантельной муфты для ремонта гофр не должна превышать $1,5 D_H$. Длина полости гантельной муфты с короткой полостью, в которой должен находиться поперечный сварной шов ремонтируемого участка, не должна превышать 100 мм.

В местах приварки муфты и ее элементов к трубе нефтепровода должна быть проведена проверка на отсутствие дефектов стенки трубы. При наличии дефектов в стенке трубы приварка муфты в данном месте не допускается.

7.5.3. Композитная муфта устанавливается по композитно-муфтовой технологии. Композитные материалы должны быть испытаны и допущены к применению установленным порядком.

7.5.4. Подъем и опускание нефтепровода при ведении работ по установке муфт не допускаются.

7.5.5. Максимальное допустимое давление в нефтепроводе при установке приварных ремонтных муфт должно быть не более 2,5 МПа.

7.5.6. Все сварные швы муфты при изготовлении должны пройти стопроцентный визуальный и радиографический контроль. При установке муфты на трубу все монтажные сварные швы и околошовные зоны поверхности основного металла должны пройти контроль в соответствии с требованиями РД 153-39.4-086-01 «Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы».

7.6. Установка патрубков с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой

7.6.1. Патрубки должны быть изготовлены в соответствии с утвержденными техническими условиями, технологическим процессом, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

7.6.2. Установка патрубков должна производиться в соответствии с требованиями РД 153-39.4-086-01 «Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы». Расстояние между швами усиливающей накладки патрубков и сварными швами трубы, в том числе спиральными, должно быть не менее 100 мм.

7.6.3. Высота патрубка должна быть не менее половины диаметра патрубка, но не менее 100 мм. Максимальный диаметр патрубка определяется в соответствии с таблицей 6.4. Патрубок должен иметь такой диаметр, чтобы расстояние от внутренней поверхности патрубка до края дефекта было не менее 4 толщин стенки ремонтируемой трубы. Усиливающая накладка должна иметь ширину не менее 0,4 диаметра патрубка и иметь технологические отверстия, а толщина накладки должна приниматься равной толщине стенки трубы.

7.6.4. Эллиптические днища применяются заводского изготовления и должны иметь следующие размеры:

- высота — не менее 0,4 диаметра патрубка;
- высота цилиндрической части равна 0,1 диаметра патрубка;
- радиус сферической части — не менее диаметра патрубка;
- радиус перехода сферической части к цилиндрической — не более диаметра патрубка.

В стенке патрубка должно быть выполнено отверстие диаметром 8 мм для выхода газов при сварке, после окончания работы в отверстие забивается «чопик» и обваривается.

7.6.5. Контроль всех сварных соединений проводится в соответствии с требованиями РД 153-39.4-086-01 «Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы».

7.6.6. Работы при приварке патрубков проводятся при величине давления в нефтепроводе не более 2,5 МПа.

7.7. Квалификация сварщиков

К выполнению сварочных работ при установке муфт и заварке дефектов на действующем нефтепроводе допускаются электросварщики, аттестованные на сварку ремонтных конструкций (муфт) и заварку коррозионных повреждений труб в соответствии с действующими правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства системы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

7.8. Общие требования по обеспечению безопасности ремонтных работ

Для обеспечения безопасности при проведении ремонтных работ необходимо обеспечить выполнение требований регламентов, норм и правил в области охраны труда и техники безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах ОАО «АК «Транснефть» и других действующих в Компании нормативных документов.

7.9. Общие требования по обеспечению экологической безопасности

При выполнении ремонтных работ необходимо соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы. Работы должны вестись в соответствии с требованиями регламентов по обеспечению экологической безопасности в процессе эксплуатации и производства работ в дочерних акционерных обществах системы ОАО «АК «Транснефть».

Определение скорости роста коррозионных
дефектов стенки труб магистральных нефтепроводов

А1. Скорость роста i -го коррозионного дефекта определяется по данным последней и предпоследней инспекций ВИП одного типа (WM или MFL).

А2. Для участков МН, на которых проводилась только первичная инспекция WM или MFL, в расчетах остаточного ресурса труб с коррозионными дефектами, выявленными дефектоскопами WM и MFL, используется средняя скорость роста коррозионных дефектов.

А3. Для участков МН, на которых проводилась повторная инспекция WM, в расчетах остаточного ресурса труб с коррозионными дефектами, впервые выявленными дефектоскопами WM и MFL, а также выявленными дефектоскопами MFL при первичной инспекции, используется средняя скорость роста коррозионных дефектов.

А4. Для участков МН, находящихся на расстоянии более 3 км от электрифицированных железных дорог, в расчетах остаточного ресурса труб коэффициент запаса прочности по долговечности по критерию достижения коррозионными дефектами размеров, соответствующих категории ПОР, принимается равным 1,3.

Для участков МН, находящихся на расстоянии не более 3 км от электрифицированных железных дорог, в расчетах остаточного ресурса труб с коррозионными дефектами коэффициент запаса прочности по долговечности принимается равным 1,5.

Приложение Б
(обязательное)

Таблица дефектов типа «овальность» и «овальность в сочетании с вмятиной», подлежащих устранению при значении, равном или менее d (для труб с пределом текучести металла **350 МПа** и более*)

Характеристики трубы		d , мм		Предельно допустимая глубина вмятины ($2 \% D_H$) на основном металле трубы на участке с овальностью H_B , мм
Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Прямошовная и бесшовная труба	Спиральношовная труба	Прямошовная, бесшовная и спиральношовная труба
426	5÷9	405	400	85
530	6,5÷10	503	498	106
720	7÷8	677	670	144
	9 и более	684	677	144
820	7÷9	771	763	164
	10 и более	779	771	164
1020	9÷11	959	949	204
	12 и более	969	959	204
1220	10÷13	1147	1135	244
	14 и более	1159	1147	244

* Марки сталей труб с пределом текучести 350 МПа и более, применяемые на нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть»: 17ГС, 17Г1С, 171Г1С-У, 13Г С, 13Г1С-У, 10Г2СД (МК), 17Г2СФ, 15ГСТЮ, 12Г2СБ, 15Г2С, 12Г2СФ, 13Г2АФ, 14Г2САФ, 16Г2САФ, 10Г2ФБЮ, Ц, ИМПОРТНЫЕ МАРКИ.

Таблица дефектов типа «овальность»
и «овальность в сочетании с вмятиной», подлежащих
устранению при значении, равном или менее d (для труб
с пределом текучести металла менее 350 МПа**)

Характеристики трубы		d , мм	Предельно допустимая глубина вмятины ($2 \% D_n$) на основном металле трубы на участке с овальностью H_B , мм
Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Прямо- шовная труба	Прямошовная труба
426	5÷9	409	85
530	6,5÷10	509	106
720	7—8	684	144
	9 и более	691	144
820	7÷9	779	164
	10 и более	787	164
1020	9÷11	969	204
	12 и более	979	204

** Марки сталей труб с пределом текучести менее 350 МПа, применяемые на нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть»: 09Г2С, 14ГН, 14ХГС, 19Г, вСтЗсп, 10сп, Сталь10, Сталь20, Сталь3, Сталь4.

Схемы измерения величины минимального диаметра трубы d для дефектов «овальность» и «овальность в сочетании с вмятиной»

1. Величина минимального наружного диаметра трубы d измеряется микрометром гладким в соответствии с «Регламентом и методикой проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных и технологических нефтепроводов», (ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03).

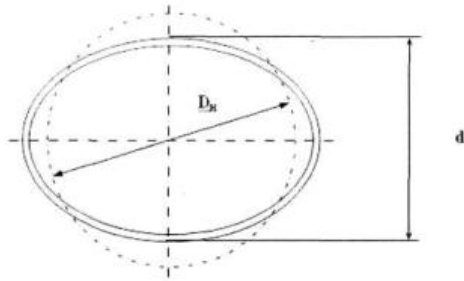


Рис. Б1.1. Схема измерения параметров дефекта «овальность». Фактический центр овальности может быть смещен от центра трубы с номинальным диаметром

2. Измерение параметров комбинированного дефекта «овальность в сочетании с вмятиной» производится при расположении вмятины на расстоянии, равном радиусу трубы в обе стороны от верхней или нижней образующей трубы. Глубина вмятины измеряется в соответствии с Регламентом.

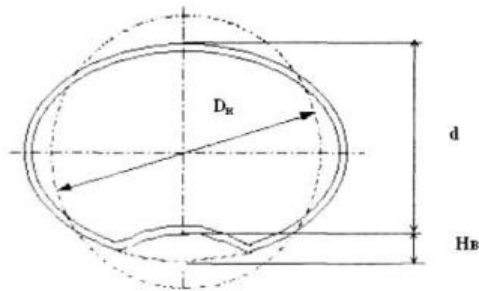


Рис. Б1.2. Схема измерения параметров комбинированного дефекта «овальность в сочетании с вмятиной»

**СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации
магистральных газопроводов» (выборочно)**

В ЭО работы по техническому диагностированию ЛЧ МГ возлагают на подразделение, ответственное за эксплуатацию (ПОЭ), которое организует их выполнение в соответствии со стандартами СТО Газпром и другими нормативными документами. Техническое диагностирование МГ осуществляют на протяжении всего жизненного цикла до вывода объекта из эксплуатации (за исключением периода ликвидации). В течение первого года эксплуатации вновь построенных газопроводов ЭО организует проведение внутритрубного диагностирования с целью определения пространственного положения газопроводов, выявления строительных дефектов для последующего их устранения в рамках гарантийных обязательств.

Основными задачами ПОЭ в области контроля и диагностирования технического состояния ЛЧ МГ являются:

- планирование диагностических работ;
- организация подготовки ЛЧ МГ к проведению диагностических работ;
- контроль за выполнением диагностических работ;
- анализ технического состояния ЛЧ МГ и разработка предложений по ремонту и реконструкции по результатам диагностических обследований;
- внесение информации о результатах диагностических работ в корпоративный банк данных ОАО «Газпром».

Для контроля технического состояния ЛЧ МГ применяют следующие основные способы диагностирования:

- внутритрубное диагностирование, предназначенное для обнаружения дефектов в теле трубы и в сварных соединениях, контроля геометрии трубы и геодезического позиционирования;
- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации газопроводов (шурфование), специальных обследований;
- обследование газопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем;
- приборное и водолазное обследование подводных переходов;

- обследование газопроводов с применением контрольных нагрузок;
- другие способы обследований.

В качестве основных методов неразрушающего контроля используют:

- акустические;
- магнитные;
- оптические;
- электромагнитные;
- электрометрические;
- радиографические;
- тензометрические;
- аэрокосмические;
- геодезические (геодезическое позиционирование);
- радиолокационные с применением георадаров;
- другие методы неразрушающего контроля.

Работы по техническому диагностированию ЛЧ МГ проводят на основании плана проведения диагностирования газопроводов ОАО «Газпром». Для составления планов проведения диагностирования газопроводов ЭО предоставляют в ОАО «Газпром» проекты планов с указанием объемов работ по диагностированию и затрат на эти работы.

При составлении проектов планов технического диагностирования ЛЧ МГ и установлении сроков его проведения, периодичности и объемов ЭО учитывают:

- категорию газопровода;
- срок эксплуатации газопровода;
- конструкционные особенности газопровода;
- наличие нарушений охранных зон прохождения газопровода;
- отказы на ЛЧ МГ;
- особенности района расположения газопровода;
- наличие участков МГ, относящихся к потенциально-опасным и особо ответственным и сложным для диагностирования.

В ходе обследований ЛЧ МГ ЭО и специализированные организации могут проводить:

- выявление свищей и утечек газа;
- выявление коррозионных и эрозионных повреждений, трещин и других дефектов металла;
- определение состояния защитного покрытия;

- измерение механических напряжений металла, выявление перемещений и деформаций участков газопроводов;
- оценку технического состояния опор, креплений и других конструктивных элементов, воздушных переходов, узлов запуска-приема ВТУ, расходомерных пунктов и т. п.;
- оценку технического состояния подводных переходов;
- определение глубины заложения подземных газопроводов;
- оценку гидравлической эффективности, определение местных гидравлических сопротивлений;
- оценку возможностей пропуска ВТУ (для участков, где такие устройства ранее не пропускались);
- визуальную, инструментальную и приборную оценку состояния металла и защитного покрытия в шурфах и местах выхода газопровода из грунта;
- другие работы.

Результаты обследований оформляют документами (актами, заключениями, протоколами или др.), оригиналы которых хранят в Филиале ЭО у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объекта МГ, копии направляют в ПОЭ ЭО и в электронную базу данных о техническом состоянии объекта.

Обследования выполняют с применением технических средств, оборудования и по технологиям, прошедшим аттестацию и разрешенным к применению на объектах ОАО «Газпром».

По результатам обследований в зависимости от технического состояния объекта МГ ЭО принимает решение о режиме его эксплуатации, необходимости проведения, сроках и объемах ремонтных работ.

Работники специализированной организации и ЭО, привлекаемые к диагностированию ЛЧ МГ, проходят внеочередной инструктаж по технике безопасности с обязательным рассмотрением особенностей конкретного участка газопровода.

В случае выявления при проведении диагностических работ на ЛЧ МГ опасных дефектов специализированная организация незамедлительно сообщает об этом ЭО для принятия мер по их устранению.

ЭО в присутствии представителей специализированной организации может осуществить проверку достоверности полученных результатов и освидетельствование дефектных мест с использованием других методов и средств диагностического обследования.

**Руководящий документ РД 39-30-499-80 «Положение
о техническом обслуживании и ремонте линейной части
магистральных нефтепроводов» (выборочно)**

Настоящее Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов является документом, определяющим порядок организации, содержание, сроки и трудоемкость работ при проведении мероприятий ремонта объектов линейной части магистральных нефтепроводов, выполняемых базами производственного обслуживания (БПО), аварийно-восстановительными пунктами (АВП и ОАВП), ремонтно-строительными управлениями (РСУ) и специализированными управлениями по предупреждению и ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах (САВУ или СУПЛАВ).

Положение является обязательным для всех предприятий Главтранснефти Миннефтепрома, осуществляющих эксплуатацию и ремонт линейной части магистральных нефтепроводов.

Положение устанавливает порядок планирования, организации и проведения мероприятий текущего ремонта с целью обеспечения заданного уровня надежности объектов линейной части магистральных нефтепроводов в период эксплуатации.

Выполнение мероприятий ТОР

Выполнение каждого мероприятия ТОР должно быть подготовлено в организационном и техническом отношениях.

Организация выполнения ТОР предусматривает:

- предварительную подготовку персонала (правила, приемы и навыки работы, выполнение требований по технике безопасности и т. п.);
- обеспечение персонала необходимой руководящей технической документацией (инструкции по выполнению работ, чертежи, схемы и т. д.);
- оформление необходимой допускающей (разрешающей), проездной и т. п. документации.

Техническая подготовка заключается:

- в обеспечении необходимой специальной техникой, запасными частями к оборудованию, материалами, инструментом и приспособлениями;

– в укомплектовании средствами по технике безопасности, охране труда.

Все работы по ТОР должны выполняться строго в соответствии с руководящей и технической документацией. Отступления в исключительных случаях возможны только с разрешения главного инженера РУМН и УМН.

При проведении текущего ремонта выполняются также все операции технического обслуживания.

За качество и соответствие работ ТОР документации отвечает ответственный исполнитель по каждому мероприятию, начальник АВП, ОАВП, БПО.

Контроль за техническим обслуживанием и ремонтом, состоянием и функционированием объектов линейной части возлагается на руководство ЛПДС, РУМН, СУПЛАВ и УМН.

Текущий ремонт – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности.

Все мероприятия ремонта линейной части должны выполняться, как правило, без остановки перекачки, за исключением отдельных операций по ремонту запорной арматуры: подтяжки фланцевых соединений, проверки задвижек на работоспособность путем полного открытия и закрытия, настройки конечных выключателей электроприводов, операции, связанные с разборкой задвижек, замены или донабивки сальниковых уплотнений.

Средняя трудоемкость мероприятий по текущему ремонту линейной части магистральных нефтепроводов приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1

Средняя трудоемкость мероприятий по текущему ремонту ЛЧ МГ

Мероприятия	Единица измерения объема работ	Трудоемкость (чел. час) по диаметрам				
		530	720	820	1020	1220
Текущий ремонт	1 км	8,0	8,5	9,0	9,5	10,0

В положении описаны виды работ и сроки их выполнения при проведении текущего ремонта объектов ЛЧ МН.

Так, для объекта «охранная зона нефтепровода» необходимо проводить:

- очистку от сорной травянистой и древесной растительности раз в месяц летом;
- ликвидацию образовавшихся размывов путем подсыпки земли с образованием валика над нефтепроводом в течение 10 дней с момента обнаружения;
- расстановку на трассе в местах, заливаемых паводковыми водами и наибольших снежных заносов, вех для обозначения трассы два раза в год: перед паводком и до наступления зимы.

Для объекта «собственно трубопровод» необходимо проводить:

- два раза в год определение состояния противокоррозионной изоляции трубопровода выполнением электрометрических измерений потенциала «труба – земля»;
- раз в год определение и уточнение шурфованием планового и высотного положений трубопровода в местах пересечения с другими коммуникациями, угловых поворотов, отводов, перемычек; выявление мест мелкого (непроектного) заглубления трубопровода, обозначение этих мест указательными и предупредительными знаками;
- раз в год покраску трубопроводных узлов на камерах пуска, пропуща и приема скребка, воздушных переходов через реки, ручьи и овраги;
- раз в год исправление противокоррозионной изоляции в местах выхода трубопровода из земли;
- при снижении производительности трубопровода более чем на 3 % очистку внутренней полости нефтепровода от парафина и грязи;
- по графику врезок врезку в трубопровод вантузов, дренажных устройств, отводов, перемычек.

Для объекта «запорная арматура: а) задвижки линейные и вантузы» необходимо проводить:

- раз в месяц внешний осмотр;
- по необходимости вскрытие задвижки, очистку ее от грязи и промывку;
- два раза в год устранение мелких повреждений уплотняющих поверхностей и других неисправностей деталей задвижки;
- два раза в год прогонку гайки на всю длину шпинделя;

- два раза в год набивку сальников;
- два раза в год проверку задвижки на полное закрытие и открытие;
- два раза в год проверку работы деталей закрепления и подшипников;
- два раза в год ревизию редуктора, замену смазки на летнюю (зимнюю), замену негодных подшипников и других деталей;
- два раза в год проверку состояния подвижных частей механизма переключения путем перевода его из положения электрического управления на ручное и обратно;
- два раза в год проверку на срабатывание конечных выключателей и их регулировку;
- два раза в год покраску наружных поверхностей задвижки, обновление нумерации и указателей вращения, исправление противокоррозионной изоляции в местах выхода задвижки из земли.

Для объекта «запорная арматура: б) обратные клапаны» необходимо проводить:

- по необходимости очистку, окраску;
- два раза в год подтяжку фланцевых соединений и сальников;
- раз в год регулировку амортизатора;
- по необходимости замену изношенных деталей.

Для объекта «переходы: а) подводные» необходимо проводить:

- раз в год засыпку оголенных участков трубопроводов на откосах берегов, созданных на опасных по размыву берегах рек и оврагов, запасами камня, щебня, песка, хвороста, кольев, кулей с песком;
- раз в год водолазное обследование переходов с промером глубины дна в створе перехода в соответствии с требованиями Инструкции по контролю за строительством, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефте- и продуктопроводов;
- раз в год определение состояния противокоррозионной изоляции и деревянной футеровки, глубины залегания нефтепровода;
- раз в год ликвидацию размывов, оголений трубопровода подсыпкой грунтом без подвоза его со стороны; планировку откосов берегов, исправление укреплений берегов на переходах;
- раз в год ремонт сигнальных устройств на переходах через судопходные реки (выправка, замена неисправных столбов, дополнение недостающих знаков, окраска их в установленные цвета);

- раз в год ремонт, окраску предупредительных плакатов, указателей, возобновление надписей на них.

Для объекта «переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи» необходимо проводить раз в год:

- очистку от снега водоотводных канав, создание на опасных по размыву берегах рек, оврагов запаса камня, песка, хвороста;
- ликвидацию размывов, планировку откосов берегов, исправление береговых укреплений, очистку от ила и наносов водоводных канав, ремонт береговых и промежуточных опор, исправление крепления трубопровода к ним;
- нивелировку трубопровода и техническое освидетельствование строительных конструкций и траверс;
- покраску незаглубленных участков трубопровода, опор, мачт, тросов, вантов и других металлоконструкций; исправление противокоррозионной изоляции на трубопроводе в местах выхода его из земли;
- установку прокладок между осевыми опорами и нефтепроводом;
- ремонт, окраску предупредительных плакатов, указателей, возобновление надписей на них.

Для объекта «переходы: в) наземные переходы» необходимо проводить раз в год:

- наращивание насыпи над трубопроводом, устранение размывов, укрепление ее откосов;
- укрепление оголовков водопропускных труб, очистку от ила, наносов, засорений.

Для объекта «переходы: г) пересечения с железными и автомобильными дорогами» необходимо проводить раз в год:

- подсыпку щебня, шлака, грунта в местах образования ям, углублений под нефтепроводом, расчистку кюветов вдоль дорог;
- подбивку водонепроницаемого уплотнения межтрубного пространства на конце защитного кожуха;
- заделку дефектов кирпичной кладки стен, перекладку горловины смотровых и отводных колодцев, очистку, укрепление отводных каналов;
- выправку, замену наружных оградительных столбиков на пересечениях, их окраску. Возобновление надписей на предупредительных плакатах.

Для объекта «линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру» необходимо проводить раз в год:

- ремонт ограждения;
- ремонт крыш, люков (входов), запорных устройств, вентиляционных труб с применением электросварки;
- заделку отдельных мест наружной кладки стен, трещин в штукатурке;
- подбивку водонепроницаемого уплотнения межтрубного пространства в месте прохода трубопровода через стену в патронах;
- ремонт ходовых скоб, лестниц, настилов площадок обслуживания;
- выправку (новая кладка, заливка) осевших или нарушенных опор, фундаментов под арматурой, установку прокладки между опорой и арматурой;
- планировку вокруг колодцев, ремонт, устройство отмостков;
- выправку покосившихся, замену нарушенных железобетонных столбов;
- поправку сетчатого ограждения, запорных устройств, лестниц и площадок обслуживания подваркой электросваркой;
- планировку внутри и вокруг ограждения;
- засыпку образовавшихся ям и углублений грунтом;
- побелку, покраску колодцев, металлических киосков, ограждений, восстановление нумерации, предупредительных плакатов и указателей на них.

Для объекта «защитные противопожарные сооружения» необходимо проводить раз в год:

- нивелировку котлованов, защитных насыпей и рвов;
- очистку от ила, наносов отводных канав, водопропускных лотков, труб;
- исправление водопропускных лотков, труб, входных и выходных оголовков на них, каменных или бетонных уступов, гасителей скорости потока воды;
- устранение отдельных размывов, оползней, переездов через защитные валики, обвалований амбаров;
- укрепление в отдельных местах откосов, защитных валиков, отводных канав, обвалований амбаров посевом трав или другим способом;

– чистку, ремонт водоприемных решеток, затворов (хлопушек, водосливных стенок), сливных труб, задвижек донных водоспусков, переливных устройств амбаров; покраску металлоконструкций.

Для объекта «аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок» необходимо проводить раз в год:

- всеобновление консервации аварийного запаса труб, арматуры, монтажных заготовок, соединительных деталей путем покрытия их грунтовкой (праймером), окраской, смазкой;
- установку на торцах инвентарных заглушек;
- ремонт, покраску стеллажей для хранения аварийного запаса;
- удаление высокой растительности, кустарников под трубами, вокруг стеллажей;
- исправление подъездов к стеллажам путем засыпки ям, выбоин грунтом, песком, щебнем;
- восстановление надписей на указательных таблицах.

Для объекта «километровые знаки, указатели» необходимо проводить раз в год:

- выправку, замену нарушенных или пришедших в негодность столбиков, километровых знаков, указателей мест размещения на нефтепроводе отводов, перемычек, угловых поворотов;
- выправление отмоستков вокруг них;
- покраску столбов, возобновление надписей и знаков на указателях.

Для объекта «вдольтрассовые дороги, проезды, мосты, переезды через нефтепроводы» необходимо проводить раз в год:

- ремонт проезжей части грунтовых дорог и проездов вдоль нефтепровода, переездов через нефтепровод путем подсыпки ям, выбоин грунтом, щебнем, шлаком и планировкой;
- ремонт проезжих и переходных мостов, земляных дамб через овраги, балки, ручьи, водопропускных труб и их оголовков;
- выправку, замену нарушенных оградительных столбов на переходах через нефтепровод, возобновление их окраски, надписей на предупредительных плакатах, указателях.

Для объектов «дома обходчиков» необходимо проводить:

- один раз в 3 года очистку, побелку и покраску здания снаружи и внутри;

- один раз в 3 года малый ремонт фундамента здания;
- один раз в 3 года устранение мелких повреждений стен и перегородок здания (расшивка трещин, заделка стыков, замена отдельных кирпичей и т. д.);
- один раз в 3 года ремонт отдельных мест кровли;
- один раз в 3 года мелкий ремонт окон и дверей;
- один раз в год утепление промерзающих узлов, цоколя, стен;
- один раз в год проверку и ремонт системы отопления;
- один раз в год ремонт хозяйственных строений и элементов благоустройства дворовой территории.

**СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации
магистральных газопроводов» (выборочно)**

Ремонт ЛЧ МГ включает комплекс работ, направленных на поддержание или восстановление проектных характеристик газопроводов или их отдельных участков, конструкций и систем.

Решения о необходимости ремонта ЛЧ МГ принимают на основании анализа и оценки технического состояния газопровода, учитывающих:

- результаты осмотров и диагностических обследований;
- отказы за период эксплуатации участка газопровода;
- наличие участков газопроводов, эксплуатируемых с пониженным рабочим давлением.

Ремонтные работы выполняют:

- с выводом участка газопровода из работы (с отключением участка от действующего МГ);
- с понижением, при необходимости, давления.

Ремонтные работы подразделяют:

- на плановые — ремонт газопроводов, включая комплексный капитальный ремонт трасс МГ, выполняемый в соответствии с Регламентом, программами и планами-графиками, утвержденными ОАО «Газпром»;
- внеплановые — ремонт газопроводов по техническому состоянию в целях предотвращения отказов ЛЧ;
- аварийно-восстановительные — устранение последствий аварий, инцидентов.

Вывод участков газопроводов в ремонт осуществляет Филитал ЭО в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-231 при наличии проектной документации, прошедшей соответствующую экспертизу, договора (при выполнении работ специализированными организациями) и/или плана производства работ (технологических карт), организованного строительного контроля при ведении ремонтных работ, полной комплектации или графика поставки материально-технических ресурсов.

К капитальному ремонту ЛЧ МГ относят:

- замену труб или участков, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- замену участков газопроводов в связи с изменением их категоричности;
- замену защитного покрытия труб в трассовых или заводских (базовых) условиях;
- устранение дефектов и ремонт труб и сварных соединений, в том числе по результатам диагностирования (ВТД, электрометрические обследования и др.);
- прокладку газопровода параллельно участку, подлежащему ремонту, с включением его в работу и демонтажем дефектного участка без изменения трассы;
- замену линейных крановых узлов, в том числе с переносом их из зон повышенной опасности, замену соединительных деталей;
- ремонт переходов через искусственные и естественные препятствия, в т. ч. восстановление, удлинение или установку защитных футляров газопроводов на переходах через автомобильные, железные дороги и др.;
- устройство подъездных и вдольтрассовых проездов для производства ремонтных работ;
- разработку карьеров и заготовку минерального грунта для производства ремонтных работ на газопроводах;
- восстановление проектного положения газопровода или его технических характеристик;
- восстановление и устройство балластировки газопроводов;
- приведение к проектному значению напряженно-деформированного состояния газопроводов, проходящих в сложных рельефных, геологических и гидрологических условиях (обводненные и заболоченные участки, участки с проявлением карстовых и оползневых явлений, участки на многолетнемерзлых грунтах и др.);
- восстановление объектов обустройства ЛЧ МГ (тоннельные переходы, водопропуски, переезды, пересечения с коммуникациями, знаки, ограждения, мелиоративные работы и т. д.);
- комплекс работ по ликвидации древесно-кустарниковой растительности, включая ее рубку, утилизацию порубочных остатков и химическую обработку;

- замену или установку временных узлов и камер запуска и приема ВТУ;
- замену неравнопроходных участков газопровода на равнопроходные, неравнопроходной линейной трубопроводной арматуры на равнопроходную;
- замену участков газопроводов с изменением радиуса кривизны;
- замену дефектных участков газопровода, ТПА и СДТ, выполнение подключения газопроводов-отводов, перемычек, байпасных линий, в том числе с применением технологии врезки под давлением;
- комплекс работ, обеспечивающий перекачку газа из газопровода в газопровод при подготовке к ремонтным работам;
- замену подводного перехода газопровода методом ННБ;
- работы по приведению ЛЧ МГ в соответствие с НД.

Комплексный капитальный ремонт трасс МГ проводят специализированные организации или Филиал ЭО с целью поддержания трассы МГ в работоспособном состоянии.

План выполнения комплексного капитального ремонта трасс МГ составляет Филиал ЭО. ЭО включает план в проект программы капитального ремонта и представляет на утверждение в ОАО «Газпром». Уменьшение физических объемов работ, предусмотренных программами, допускают по согласованию с ОАО «Газпром».

К комплексному капитальному ремонту трасс МГ относят виды работ:

- выборочная замена дефектных труб или части трубы на отдельных участках газопровода;
- ремонт труб шлифовкой, сваркой, установка упрочняющих конструкций;
- выборочный ремонт защитного покрытия газопровода;
- восстановление проектного положения участка газопровода;
- устранение утечек газа и свищей;
- ремонт защитных футляров;
- восстановление подъездных дорог к узлам и элементам ЛЧ МГ (подъездов к площадкам крановых узлов, аварийного запаса и пр.) и вдольтрассовых проездов;
- выполнение работ по предотвращению образований оврагов, размывов, карстовых явлений и просадок грунта, восстановление дамб;

- свод древесно-кустарниковой растительности;
- ремонт водопропускных сооружений и берегоукрепительных устройств;
- ремонт стеллажей и пополнение аварийного запаса материально-технического ресурса, восстановление защитного покрытия, обновление надписей и обозначений;
- ремонт вертолетных площадок, площадок (стоянок) аварийной техники, территорий и зданий;
- установка знаков безопасности и знаков закрепления трасс МГ;
- ремонт фундаментов, опор креплений, ограждений и других конструктивных узлов и элементов ЛЧ МГ;
- закрепление подвижных грунтов;
- ремонт крановых площадок, площадок пуска и приема ВТУ, ТПА, метанольниц, амбаров и т. п.

Ремонт защитных покрытий осуществляют согласно требованиям ОАО «Газпром».

При выводе участка газопровода в ремонт выполняют специальные мероприятия, предусмотренные проектом, по компенсации возможных смещений участка газопровода, остающегося в эксплуатации (использование заземленного в грунте заглушенного участка газопровода, подземных компенсаторов-упоров или иных технических решений).

При выводе участков газопроводов в ремонт и подключение в работу Филиал ЭО совместно с производителем работ обеспечивают безопасность производства работ, выполняют мероприятия по охране труда, промышленной и пожарной безопасности.

Подключение вновь построенного или отремонтированного участка газопровода осуществляет ЭО с разрешения и в соответствии с требованиями НД ОАО «Газпром».

При подключении отремонтированного участка газопровода и вывода на проектный режим эксплуатации выполняют мероприятия, предусмотренные проектом, по компенсации возможных смещений газопровода.

УАВР и/или АВП привлекают к ремонтным работам по распоряжению ЭО.

Ремонт ЛЧ МГ выполняют специализированные организации или Филиалы ЭО.

Разрешение на проведение ремонтных работ выдает ЭО.

Сварку гарантийных стыков, заварку технологических отверстий, приварку силовых заглушек, испытания газопроводов газом выполняют ЭО.

Руководящий документ РД 39-30-499-80 «Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов» (выборочно)

Положение устанавливает порядок планирования, организации и проведения мероприятий текущего ремонта с целью обеспечения заданного уровня надежности объектов линейной части магистральных нефтепроводов в период эксплуатации.

В положении описаны виды работ и сроки их выполнения при проведении капитального ремонта объектов ЛЧ МН.

Капитальный ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению объектов линейной части с заменой или восстановлением любых узлов.

Капитальный ремонт объектов линейной части выполняется специализированными подразделениями ремонтно-строительных управлений (РСУ) и СУПЛАВ в соответствии с утвержденными планами и объемами работ, которые составляются на основании технического состояния объектов.

Капитальный ремонт запорной арматуры выполняется силами БПО, ОАВП и АВП совместно с РСУ и СУПЛАВ.

Контроль технического состояния собственно трубопровода осуществляется специальными целевыми проверками, обследованиями, измерениями с применением средств технического диагностирования.

Техническая подготовка заключается:

- в обеспечении необходимой специальной техникой, запасными частями к оборудованию, материалами, инструментом и приспособлениями;
- укомплектовании средствами по технике безопасности, охране труда.

В «Положении о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов» устанавливаются сроки, содержание, порядок организации и отчетности плановых мероприятий по обеспечению надежности объектов линейной части магистральных нефтепроводов.

Так, для объекта «охранная зона нефтепровода» необходимо проводить:

- раз в год укрепление оврагов, растущих в сторону нефтепровода, путем планировки откосов и выполнения работ капитального характера, таких как мощение, каменная набивка в плетневых клетках, облицовка их железобетонными плитами с заделкой стыков, устройство железобетонных лотков, каменных или бетонных уступов – гасителей скорости потока;
- раз в год устройство дополнительной насыпи над нефтепроводом на участках с несоответствующей проекту глубиной залегания трубопровода;
- раз в год ремонт оградительных и других устройств по технике безопасности и противопожарной безопасности;
- при необходимости снос строений в охранной зоне.

Для объекта «собственно трубопровод»: капитальный ремонт собственно трубопровода производится в соответствии с «Правилами капитального ремонта подземных трубопроводов» РД 39-30-297-79.

Для объекта «запорная арматура: а) задвижки» на трассе при необходимости следует проводить замену дефектной задвижки на исправную.

Для объекта «запорная арматура: а) задвижки» в мастерских БПО при необходимости следует проводить:

- внешний осмотр;
- разборку, очистку, промывку задвижки;
- ликвидацию забоин, раковин и шабрение клина по плите с двух сторон при глубине забоин до 0,3 мм;
- ликвидацию забоин, раковин и шабрение двух уплотняющих поверхностей гнезда по клину;
- удаление следов после резца с притиркой стеклом или наждачным порошком, замену втулки;
- прогонку гайки на всю длину шпинделя;
- замену червячной гайки на задвижке;
- сборку задвижки;
- замену маховика на задвижке;
- набивку сальника;

- ремонт редуктора, замену подшипников и других неисправных деталей;
- замену смазки;
- проверку задвижки на полное закрытие и полное открытие;
- проверку герметичности затвора наливом керосина на закрытый клин задвижки;
- опрессовку задвижки с одной стороны и устранение мелких дефектов;
- опрессовку корпуса задвижки;
- покраску задвижки;
- врезку задвижки;
- установку электрических приводов на задвижках.

Для объекта «запорная арматура: б) обратные клапаны» на трассе при необходимости следует провести замену дефектного клапана на исправный.

Для объекта «запорная арматура: б) обратные клапаны» в мастерских БПО при необходимости следует проводить:

- разборку клапана, очистку и промывку всех деталей;
- проточку и притирку золотника (захлопки) и кольца (седла) или их замену;
- ремонт подвески захлопки, смену прокладки под крышкой;
- сборку и опрессовку клапана;
- покраску наружных поверхностей.

- Для объекта «переходы: а) подводные» необходимо проводить:
- в течение месяца со дня обнаружения устранение провисаний трубопровода на подводной части перехода, размыв грунта под ним путем дополнительного заглубления, подсыпки или укладки под трубопровод мешков с пескоцементной смесью и устройством банкета из камня над трубопроводом;
 - раз в год ремонт небольших очагов коррозии трубы наложением разъемных муфт;
 - по необходимости ремонт повреждений противокоррозионной изоляции при помощи специальных паст и лент, восстановление футеровки, засыпку отремонтированных участков;

- раз в год ремонт или сооружение новых береговых укреплений путем планировки откосов и мощением их камнем, каменной отсыпкой в плетневых клетках, укладки железобетонных плит, забивки свай и т. п.;
- по необходимости устройство водоотводных канав, глиняных перемычек и т. п.;
- раз в год ремонт или сооружение новых укреплений дна оврагов с протоком воды через нефтепровод, засыпанный грунтом и каменной наброской, каменным мощением, укладкой железобетонных плит, устройством водопропускных лотков и труб; заделку их оголовков в бетон или каменную кладку; устройство на водотоках бетонных или каменных уступов – гасителей скорости потока воды;
- по необходимости установку створных знаков, размыв траншеи в русле, земляные работы на береговых участках; протаскивание нового дюкера и укладку его в траншею, замыв траншеи в русле, засыпку на береговых участках; огневые работы, связанные с подключением дюкера в нефтепровод, берегоукрепительные работы;
- раз в год отключение замененного дюкера, опорожнение его от нефти и демонтаж;
- раз в год ремонт сигнальных устройств на переходах через судоходные реки с заменой столбов, знаков, створных огней, аккумуляторных батарей и электропроводки;
- замену предупредительных плакатов и указателей.

Для объекта «переходы: б) воздушные через водные преграды, овраги, ручьи» необходимо проводить раз в год ремонт береговых и промежуточных опор, ледорезов, мачт, укрепление берегов выполнением земляных, монтажно-сварочных работ, замену тросов, вантов.

Для объекта «переходы: в) наземные переходы через ручьи, овраги» необходимо проводить раз в год уширение, наращивание насыпи с устройством при необходимости проезда по ней, устранение размывов, сползания ее откосов, ремонт или сооружение новых водопропускных труб, бетонных оголовков на них, укрепление при необходимости насыпи посевом трав, мощение и т. п.

Для объекта «переходы: г) пересечения с железными и автомобильными дорогами» необходимо проводить раз в год:

- ремонт отводных и смотровых колодцев;

- замену оградительных столбиков, предупредительных плакатов и установку их там, где они отсутствуют.

Для объекта «линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру» необходимо проводить:

- раз в год ремонт колодцев с выполнением земляных, строительных и монтажно-сварочных работ;
- раз в год ремонт ограждений с заменой столбов, металлической сетки и других деталей с выполнением земляных, монтажно-сварочных работ; сооружение ограждений там, где они отсутствуют, покраску всего ограждения, замену предупредительных плакатов и указателей или возобновление надписей на них;
- по необходимости сооружение на вантузах железобетонных колодцев, металлических кожухов, с устройством сетчатого ограждения вокруг них при их отсутствии;
- раз в год покраску металлических элементов, установку предупредительных плакатов, указателей.

Для объекта «защитные противопожарные сооружения» необходимо проводить:

- раз в 5 лет полное углубление отводных канав, наращивание и уширение защитных валов, обвалований амбаров, восстановление или реконструкцию водопропускных лотков, труб, входных и выходных оголовков на них бетонных уступов – гасителей скорости потока воды;
- по необходимости укрепление откосов защитных валиков, отводных канав, обвалований амбаров посевом трав, мощением, бетонированием;
- по необходимости оборудование амбаров устройством для спуска воды там, где они отсутствуют; сооружение новых защитных валиков, отводных канав и амбаров в местах, где трасса нефтепровода проходит на отметках выше населенных пунктов, предприятий, рек, водоемов.

Для объекта «аварийный запас труб, арматуры, монтажных заготовок» необходимо проводить раз в пять лет:

- ремонт или сооружение новых стеллажей, навесов и других устройств для хранения аварийного запаса с выполнением земляных, строительного-монтажных, сварочных, малярных работ;

– ремонт подъездов, площадок на месте хранения аварийного запаса путем засыпки ям и выбоин, планировки, покрытия их щебеночным слоем, железобетонными плитами, асфальтобетоном.

Для объекта «километровые знаки, указатели» необходимо проводить раз в год:

- установку столбиков (деревянных, металлических, железобетонных) под километровые знаки, указателей размещения на нефтепроводе отводов, перемычек, угловых поворотов;
- замену пришедших в негодность столбиков с покраской и устройством отмоستков вокруг них;
- замену километровых знаков, указателей новыми.

Для объекта «вдольтрассовые дороги, проезды, мосты, переезды через нефтепроводы» необходимо проводить по необходимости:

- ремонт вдольтрассовых дорог путем выведения земляной насыпи и устройства кюветов вдоль их подсыпки щебеночного слоя;
- ремонт мостов, земляных дамб через ручьи, овраги с водопропускными трубами с выполнением земляных, строительно-монтажных, сварочных работ;
- засыпку ям, выбоин на проезжей части переезда через нефтепровод грунтом, планировку грунта и укладку железобетонных плит на проезжей части; установку оградительных столбиков, предупредительных плакатов, указателей.

Для объектов «дома обходчиков» необходимо проводить:

- один раз в 5–6 лет восстановление и замену отдельных элементов и частей здания (фундамента, стен, перекрытий кровли, перегородок и т. д.);
- один раз в 5–6 лет ремонт сантехнического оборудования;
- один раз в 5–6 лет ремонт хозяйственных строений и элементов благоустройства дворовой территории;
- один раз в 20 лет комплексное восстановление здания.

Здесь приведены только основные виды работ. Конкретные конструктивные особенности и роль отдельных объектов в производственном процессе (перекачке нефти) выдвигают ряд дополнительных работ, которые должны выполняться в соответствии с паспортами и заводскими инструкциями по эксплуатации данного оборудования (например задвижек, их приводов и т. п.), а также

в соответствии с инструкциями и рекомендациями, специально разработанными с учетом местных условий.

Средняя трудоемкость мероприятий по капитальному ремонту линейной части магистральных нефтепроводов приведена в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Средняя трудоемкость мероприятий по капитальному ремонту ЛЧ МГ

Мероприятия	Единица измерения объема работ	Трудоемкость (чел. час) по диаметрам				
		530	720	820	1020	1220
Капитальный ремонт	1 км	888,0	1110,0	1221,0	1597,0	1750,0

Выполнение капитального ремонта трубопровода регламентируется действующими «Правилами по капитальному ремонту магистральных нефтепроводов».

**Приказ Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 г. № 520.
Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности
«Правила безопасности для опасных производственных объектов
магистральных трубопроводов» (выборочно)**

Рассматриваемые правила предназначены для применения:

- а) при разработке технологических процессов, проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции, техническом перевооружении, капитальном ремонте, консервации и ликвидации ОПО МТ;
- б) изготовлении, монтаже, наладке, обслуживании, диагностировании и ремонте технических устройств, применяемых на ОПО МТ;
- в) проведении экспертизы промышленной безопасности: документации на консервацию, ликвидацию, техническое перевооружение опасного производственного объекта (далее — документация); технических устройств; зданий и сооружений; деклараций промышленной безопасности ОПО МТ; обоснований безопасности опасных производственных объектов.

***Требования промышленной безопасности
при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении
и капитальном ремонте опасных производственных объектов
магистральных трубопроводов***

Осуществление мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению, консервации и ликвидации ОПО МТ разрешается только после получения положительного заключения государственной экспертизы проектной документации или экспертизы промышленной безопасности документации и получения разрешения на проведение указанных работ в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности и законодательством в области промышленной безопасности.

На всех этапах выполнения работ по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и капитальному ремонту ОПО МТ должен быть организован входной контроль конструкций, изделий, материалов, оборудования и технических устройств, а также контроль качества выполнения работ и всех технологических операций.

Результаты входного контроля следует заносить в журнал входного контроля с оформлением акта проверки.

При обнаружении отступлений от требований проектной документации / документации, выявлении фактов использования материалов, не предусмотренных проектной документацией / документацией, нарушений порядка и качества выполнения работ строительно-монтажные работы должны быть приостановлены, а обнаруженные дефекты устранены.

Для выполнения сварочно-монтажных работ на ОПО МТ следует привлекать организации, имеющие право (аттестованные) выполнения таких работ. Технология проведения сварочных работ, сварочные материалы и оборудование, предназначенные для использования при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и капитальном ремонте ОПО МТ, должны быть согласованы с заказчиком и аттестованы в установленном порядке.

Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение сварочных работ, должны быть аттестованы в соответствии с Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства, утвержденными постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 30 октября 1998 г. № 63.

Сварные соединения, выполненные в процессе ведения работ по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и капитальному ремонту ОПО МТ, подлежат контролю качества методами неразрушающего контроля. Объем и методы контроля сварных соединений должны быть определены проектной документацией / документацией.

Необходимость, сроки и методы проведения работ по реконструкции, техническому перевооружению и капитальному ремонту ОПО МТ определяют на основе проектной документации / документации исходя из условий обеспечения бесперебойной эксплуатации ОПО МТ и требований промышленной безопасности.

Решение о сроках, способах и объемах проведения работ по капитальному ремонту ОПО МТ принимают с учетом анализа результатов комплексного обследования и срока службы ОПО МТ.

Производство работ по реконструкции, техническому перевооружению и капитальному ремонту следует начинать после выпол-

нения подготовительных мероприятий, приемки объектов подрядчиком и письменного разрешения руководства эксплуатирующей организации на производство работ.

Перед началом выполнения работ по реконструкции, техническому перевооружению и капитальному ремонту линейных сооружений ОПО МТ производители работ должны поставить в известность о начале и сроках проведения работ организации (собственников), эксплуатирующие сооружения, проходящие в одном техническом коридоре с ОПО МТ, а также органы местного самоуправления.

Объекты линейной части ОПО МТ по завершении строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта должны быть испытаны на прочность и герметичность в соответствии с требованиями проектной документации / документации.

Объекты линейной части ОПО МТ должны быть очищены и обследованы внутритрубными средствами очистки и диагностики (для труб диаметром 300 мм и более). Способы, параметры и схемы проведения очистки полости, внутритрубной диагностики и испытания устанавливает проектная организация в проектной документации / документации, проекте организации строительства, специальной рабочей инструкции по очистке полости и испытанию на прочность и проверке на герметичность.

При гидравлических испытаниях на прочность и проверке на герметичность применяют жидкие рабочие среды (воду и другие негорючие жидкости); при пневматических испытаниях — газообразные рабочие среды (воздух, инертные газы, природный газ).

Применение газообразных рабочих сред должно быть обосновано в документации на проведение испытаний, утвержденной эксплуатирующей организацией.

Применение природного газа для испытаний магистральных газопроводов должно быть обосновано, и о принятых решениях должен быть уведомлен федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности.

При отрицательных температурах окружающей среды или невозможности обеспечить необходимое количество жидкой рабочей среды для проведения гидравлических испытаний допускается проведение испытаний линейной части ОПО МТ на прочность

герметичность газообразными рабочими средами. Метод проведения испытания должен быть обоснован проектной документацией / документацией.

По завершении строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта, испытания на прочность и проверки на герметичность ОПО МТ осуществляют комплексное опробование ОПО МТ.

Заполнение линейных сооружений ОПО МТ углеводородами и его работу после заполнения в течение 72 часов считают комплексным опробованием линейного сооружения ОПО МТ. Заполнение и комплексное опробование проводят в соответствии с инструкцией (планом мероприятий).

Опасный производственный объект магистрального трубопровода до начала пусконаладочных работ и работ по комплексному опробованию должен быть укомплектован работниками соответствующей квалификации в соответствии со штатным расписанием.

К началу ввода в эксплуатацию ОПО МТ рабочие места должны быть укомплектованы необходимой документацией, запасами материалов, запасными частями, инвентарем, средствами индивидуальной и коллективной защиты согласно установленным нормам.

***Требования промышленной безопасности при консервации
и ликвидации опасных производственных объектов
магистральных трубопроводов***

Технические мероприятия по консервации и ликвидации ОПО МТ осуществляют в соответствии с документацией после получения положительного заключения экспертизы промышленной безопасности на эту документацию в порядке, установленном законодательством Российской Федерации в области промышленной безопасности.

На основании документации на консервацию и ликвидацию ОПО МТ разрабатывают перечень организационных и технических мероприятий по консервации и ликвидации ОПО МТ, порядок и методы их выполнения, состав и объемы работ, требования по пожарной безопасности, охране труда и экологической безопасности, а также по документальному оформлению проводимых работ, включая порядок контроля, отчетность и сроки выполнения работ.

Для сохранения исправности и работоспособности оборудования ОПО МТ должен быть проведен комплекс мероприятий по консервации объекта и организовано его техническое обслуживание.

Продолжительность периода, на который ОПО МТ выводят из эксплуатации, условия нахождения в резерве (консервация или периодическое включение в работу в целях поддержания работоспособного состояния ОПО МТ) должна устанавливать эксплуатирующая организация.

В целях установления порядка выполнения работ разрабатывают инструкцию по техническому обслуживанию и ремонту законсервированного ОПО МТ с учетом требований действующих нормативных правовых актов и нормативных технических документов.

Для вывода ОПО МТ из консервации и ввода их в эксплуатацию разрабатывают рабочую программу с указанием перечня работ, порядка и сроков их выполнения.

При выводе из консервации должны быть проведены ревизия, проверка, опробование и испытание трубопроводов и оборудования ОПО МТ в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и нормативных технических документов.

При выводе ОПО МТ из консервации эксплуатирующая организация составляет акт о вводе объекта в действие с приложением перечня выполненных работ после пробной эксплуатации ОПО МТ в течение 72 часов.

Все работы по ликвидации ОПО МТ следует осуществлять в соответствии с требованиями документации на ликвидацию ОПО МТ.

Перед началом осуществления работ по выводу из эксплуатации ОПО МТ, подлежащих ликвидации, должны быть проведены работы по освобождению трубопроводов и оборудования данных объектов от углеводородов.

Выброс углеводородов в окружающую среду при освобождении трубопроводов и оборудования не допускается.

После завершения работ по ликвидации ОПО МТ освобождающиеся территории должны быть рекультивированы.

**Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. № 870
«Об утверждении технического регламента о безопасности сетей
газораспределения и газопотребления» (выборочно)**

Общие требования к сетям газораспределения и газопотребления

Сети газораспределения и газопотребления должны обеспечивать безопасность и энергетическую эффективность транспортирования природного газа с параметрами по давлению и расходу, определенными проектной документацией и условиями эксплуатации.

Проектирование, строительство, реконструкция, монтаж, эксплуатация, консервация и ликвидация сетей газораспределения и газопотребления должны осуществляться с учетом особенностей, связанных с рельефом местности, геологическим строением грунта, гидрогеологическим режимом, сейсмическими условиями и наличием подземных горных разработок.

Места размещения сбросных и продувочных газопроводов должны определяться исходя из условий максимального рассеивания вредных веществ, при этом концентрация вредных веществ в атмосфере не должна превышать предельно допустимые максимальные разовые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе.

Для обнаружения трасс газопроводов должна осуществляться маркировка:

а) для подземных газопроводов — с помощью опознавательных знаков, содержащих информацию о диаметре газопровода, давлении газа в нем, глубине залегания газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, телефонных номерах аварийно-спасательной службы организации, эксплуатирующей этот участок газопровода, и другие сведения. Для полиэтиленовых газопроводов, проложенных открытым способом, дополнительно должна предусматриваться укладка сигнальной ленты. Вместо опознавательных знаков возможна прокладка совместно с полиэтиленовым газопроводом изолированного алюминиевого или медного провода;

б) для подводных газопроводов, прокладываемых через судоходные и (или) сплавные реки, — с помощью опознавательных знаков, содержащих информацию о запрещении опускать якоря, цепи, лоты и иные подобные технические устройства в указанной зоне.

***Требования к сети газораспределения и сети газопотребления
на этапе строительства, реконструкции, монтажа
и капитального ремонта***

При строительстве, реконструкции, монтаже и капитальном ремонте должно быть обеспечено соблюдение:

- а) технических решений, предусмотренных проектной документацией;
- б) требований эксплуатационной документации изготовителей газоиспользующего оборудования, технических и технологических устройств, труб, материалов и соединительных деталей;
- в) технологии строительства, монтажа, капитального ремонта и реконструкции в соответствии с проектом производства работ или технологическими картами.

В случае если выявлены отступления от требований настоящего технического регламента, факты использования материалов, не предусмотренных проектной документацией, нарушения порядка и некачественного выполнения работ, строительно-монтажные работы должны быть приостановлены, а обнаруженные дефекты устранены.

При строительстве, реконструкции, монтаже и капитальном ремонте сети газораспределения и сети газопотребления должны применяться технологии сварки и сварочное оборудование, обеспечивающие герметичность и прочность сварных соединений.

Запрещается размещение сварных соединений труб газопроводов в стенах, перекрытиях и других конструкциях зданий и сооружений.

Сварные соединения, выполненные в процессе строительства, реконструкции, монтажа или капитального ремонта, подлежат контролю методами неразрушающего контроля.

Контроль сварных соединений выполняется лицом, аттестованным в установленном порядке на право проведения неразрушающего контроля сварных соединений. По результатам контроля качества сварных соединений лицом, осуществляющим контроль, оформляется заключение о соответствии сварных соединений установленным требованиям.

По завершении строительства, реконструкции, монтажа и капитального ремонта сети газораспределения и сети газопотребления должны быть испытаны на герметичность воздухом.

Испытания газопроводов из полиэтиленовых труб следует производить не ранее чем через 24 часа после окончания сварки последнего стыка.

Результаты пусконаладочных работ сетей газораспределения и газопотребления, строительство, реконструкция, монтаж и капитальный ремонт которых завершены, должны соответствовать проектной документации.

Технология укладки газопроводов должна обеспечивать:

- а) сохранность поверхности трубы газопровода, его изоляционных покрытий и соединений;
- б) положение газопровода, указанное в проектной документации.

При строительстве, монтаже, капитальном ремонте и реконструкции газопроводов должны быть приняты меры по предотвращению засорения полости труб, секций и плетей из труб.

Участки газопроводов, прокладываемые внутри защитных устройств через ограждающие строительные конструкции здания, не должны иметь стыковые, резьбовые и фланцевые соединения, а участки газопроводов, прокладываемые в каналах со съемными перекрытиями и в бороздах стен, не должны иметь резьбовые и фланцевые соединения.

Энергетическая эффективность построенных, отремонтированных и реконструированных сетей газораспределения и газопотребления должна обеспечиваться за счет их герметичности (отсутствия утечек газа).

**Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. № 870
«Об утверждении технического регламента о безопасности сетей
газораспределения и газопотребления» (выборочно)**

Оценка соответствия

Оценка соответствия сети газораспределения и сети газопотребления требованиям технического регламента осуществляется в следующих формах:

а) при проектировании (включая инженерные изыскания) сетей газораспределения и газопотребления — экспертиза проектной документации и результатов инженерных изысканий в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности;

б) при завершении строительства либо реконструкции сетей газораспределения и газопотребления — приемка сетей газораспределения и газопотребления;

в) при строительстве, эксплуатации (включая техническое обслуживание и текущий ремонт), реконструкции, капитальном ремонте, монтаже, консервации и ликвидации сетей газораспределения и газопотребления — государственный контроль (надзор).

Применение иных форм оценки соответствия сетей газораспределения и газопотребления требованиям технических регламентов, не предусмотренных техническим регламентом, не допускается.

Заключение экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий включается в состав доказательственных материалов при получении разрешения на строительство сети газораспределения и сети газопотребления.

Приемка сети газораспределения после строительства либо реконструкции осуществляется по завершении строительных и монтажных работ.

Приемка сети газопотребления после строительства либо реконструкции осуществляется по завершении строительных и монтажных работ, а также пусконаладочных работ и комплексного опробования газоиспользующего оборудования.

Приемка сетей газораспределения и газопотребления осуществляется приемочной комиссией, создаваемой застройщиком или инвестором, в состав которой входят представители:

- а) застройщика;
- б) строительной организации;
- в) проектной организации;
- г) эксплуатационной организации;
- д) федерального органа исполнительной власти, осуществляющего государственный контроль в области охраны окружающей среды;
- е) федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на осуществление государственного строительного надзора;
- ж) федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по контролю (надзору) в сфере промышленной безопасности.

При необходимости в состав приемочной комиссии могут быть включены представители других заинтересованных организаций.

При приемке сетей газораспределения и газопотребления, осуществляемой приемочной комиссией, строительная организация предоставляет следующие документы и материалы:

- а) проектную документацию (исполнительная документация);
- б) положительное заключение экспертизы на проектную документацию;
- в) журналы:
 - надзора за строительством со стороны организации, разработавшей проектную документацию (при наличии договора на его проведение);
 - технического надзора со стороны эксплуатационной организации;
 - контроля производства строительных работ;
- г) протоколы:
 - проведения испытаний на герметичность сетей газораспределения и газопотребления;
 - проверки сварных соединений и защитных покрытий;
- д) строительные паспорта газопроводов, газоиспользующего оборудования и технологических устройств;
- е) документы, подтверждающие соответствие используемых технических устройств, труб, фасонных частей, сварочных и изоляционных материалов;

ж) технико-эксплуатационную документацию изготовителей технических и технологических устройств (паспорта, инструкции по эксплуатации и монтажу);

з) акты:

- о разбивке и передаче трассы;
- приемке скрытых работ;
- приемке специальных работ;
- приемке внутренней полости газопровода;
- приемке изоляционного покрытия;
- приемке установок электрохимической защиты;
- проверке состояния промышленных дымоотводящих и вентиляционных систем;
- результатах пусконаладочных работ и комплексном опробовании газоиспользующего оборудования;

и) копию приказа о назначении лица, ответственного за безопасность эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления;

к) положение о газовой службе или договор с организацией, имеющей опыт проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту сети газораспределения и сети газопотребления;

л) план локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

В процессе приемки построенных или реконструированных сети газораспределения и сети газопотребления приемочная комиссия проверяет соответствие построенного или реконструированного объекта требованиям, установленным техническим регламентом, а также требованиям, установленным иными техническими регламентами, к объектам технического регулирования настоящего технического регламента.

В ходе работы приемочной комиссии формируются:

а) документ, подтверждающий соответствие параметров построенной или реконструированной сети газораспределения или сети газопотребления параметрам, предусмотренным в проектной документации, подписанный лицом, осуществляющим строительство (лицом, осуществляющим строительство, и застройщиком или заказчиком – в случае осуществления строительства или реконструкции на основании договора);

б) схема, отображающая расположение построенной или реконструированной сети газораспределения или сети газопотребления, расположение сетей инженерно-технического обеспечения в границах земельного участка и планировочную организацию земельного участка, подписанная лицом, осуществляющим строительство (лицом, осуществляющим строительство, и застройщиком или заказчиком – в случае осуществления строительства или реконструкции на основании договора);

в) заключение органа государственного строительного надзора в случаях, определенных законодательством о градостроительной деятельности;

г) заключение государственного экологического контроля в случаях, определенных законодательством о градостроительной деятельности.

Документальным подтверждением соответствия построенных или реконструированных сетей газораспределения и газопотребления требованиям, установленным настоящим техническим регламентом и иными техническими регламентами, является акт приемки, который подписывается всеми членами приемочной комиссии.

Полномочия приемочной комиссии прекращаются с момента подписания акта приемки.

Государственный контроль (надзор) за соблюдением требований настоящего технического регламента осуществляется федеральным органом исполнительной власти, выполняющим функции по контролю (надзору) в сфере промышленной безопасности, и федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление государственного строительного надзора, в пределах их компетенции и в порядке, установленном Федеральным законом «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля».

Ответственность за нарушение требований технического регламента

Лица, виновные в нарушении требований настоящего технического регламента, несут ответственность в соответствии с законодательством РФ.

**Постановление Минтруда России от 17 июня 2003 г. № 36
«Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации
промышленного транспорта (конвейерный, трубопроводный и другие
транспортные средства непрерывного действия)» (выборочно)**

Для транспортировки больших объемов, стабильных по направлению, однородных по содержанию и непрерывных по подаче грузов, наиболее эффективными являются транспортные средства непрерывного действия, например трубопроводный транспорт.

Применение транспортных средств непрерывного действия может быть высокоэффективным, если они представляют собой звено полностью механизированного комплекса погрузочно-разгрузочных и транспортных работ.

Руководители структурных подразделений, начальники участков, мастера, прорабы должны иметь в наличии комплект действующих инструкций для работников по профессиям и видам работ, входящих в сферу их производственной деятельности.

Микроклимат (температура, относительная влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения) и содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны должны быть в пределах санитарно-гигиенических норм, что обеспечивается:

- а) при незначительных перегревах воздуха и умеренных выбросах паров, газов, аэрозоля – применением организованной естественной вентиляции;
- б) при значительных уровнях теплового воздействия и выбросов загрязнителей – устройством принудительной вентиляции, обеспечивающей снижение температуры воздуха и концентрации загрязнителей до допустимых пределов притоком свежего воздуха в рабочую зону.

Источники интенсивных выбросов загрязнителей должны обособляться местной вытяжной вентиляцией непосредственно от них.

При невозможности достижения нормативных показателей микроклимата воздуха рабочей зоны должна обеспечиваться защита работников системами местного кондиционирования, воздушного душирования, средствами индивидуальной защиты, регламентом трудового процесса.

При эксплуатации производственного оборудования в атмосфере пожаро- и взрывоопасной пыли и пылевоздушных смесей основным условием безопасности является предотвращение пожаро- и взрывоопасных ситуаций, что обеспечивается:

- а) последовательностью пуска и остановки оборудования, работающего в едином технологическом комплексе, с автоматической блокировкой при ее нарушении;
- б) светозвуковой сигнализацией срабатывания любой блокировки;
- в) устройством аварийного отключения приводов;
- г) датчиками уровня заполнения бункеров, сблокированными с транспортным и другим технологическим оборудованием;
- д) минимальным количеством точек перегрузки на транспортных коммуникациях и их минимальной протяженностью;
- е) защитой электрооборудования от взрыва, коротких замыканий и перегрузок;
- ж) герметичностью производственного оборудования (размещением в закрытых кожухах самотечных транспортных средств, норий, цепных, ленточных и безроликовых конвейеров).

Не допускаются пуск и работа оборудования, выделяющего пыль, с открытыми люками, крышками, дверками.

Проведение огневых работ в помещениях с пылегазовыми выделениями, опасными во взрывопожарном отношении, допускается в исключительных случаях при соблюдении требований правил пожарной безопасности, утвержденных в установленном порядке.

Общая компоновка производственного оборудования должна обеспечивать проходы и подходы к нему в соответствии с действующими нормами.

Пылевывделяющее производственное оборудование должно быть загерметизировано и эффективно аспирироваться с тем, чтобы в производственные помещения пыль от него не выделялась.

Производственное оборудование при эксплуатации должно находиться в исправном состоянии, быть отрегулировано, работать без несвойственного ему шума, вибрации и повышенного трения движущихся частей.

Ответственность за техническое состояние и безопасную эксплуатацию транспортных средств непрерывного действия возлагается на руководителей структурных подразделений, эксплуатирующих

эти транспортные средства, а также на службы главных специалистов и руководителей ремонтных служб по их компетенции.

Общее руководство комплексом работ по обеспечению безопасности при эксплуатации транспортных средств непрерывного действия возлагается, как правило, на главного инженера (технического директора) организации. В организациях с малой численностью работающих исполнение этих обязанностей может быть возложено на одного из работников организации.

Не допускается применение в организациях вредных или опасных веществ, материалов, продукции, товаров, а также оказание услуг, для которых не разработаны методики и средства метрологического контроля, токсикологическая (санитарно-гигиеническая, медико-биологическая) оценка которых не проводилась.

В случае использования новых или неприменяемых в организации ранее вредных или опасных веществ работодатель обязан до начала использования указанных веществ разработать и согласовать с соответствующими органами государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда меры по сохранению жизни и здоровья работников.

Машины, механизмы и другое производственное оборудование, транспортные средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, в том числе и иностранного производства, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, иметь сертификаты соответствия.

Транспортные работы в организации должны проводиться с соблюдением требований пожарной безопасности: не допускать пролива, протечек горючих жидкостей и смазочных материалов, открытого выделения их паров, соблюдать меры осторожного обращения с источником огня, не допускать искр, высоких температур и т. п.

Контроль параметров газовой среды должен обеспечивать своевременное принятие мер, не допускающих достижения пороговых значений концентрации опасных веществ в воздушной среде производственных и других помещений, зданий и сооружений.

Ответственность и контроль за выполнением требований настоящих Правил несут должностные лица организации в соответствии с их должностными обязанностями.

Требования охраны труда работников при эксплуатации трубопроводного транспорта

Основным средством транспортировки жидкостей, пара, газов является трубопроводный транспорт.

По физико-химическим свойствам транспортируемого продукта (химическому составу, агрегатному состоянию, токсичности) трубопроводы подразделяются на пять групп, а по рабочему давлению и температуре – на пять категорий.

Трубопроводы сооружаются с учетом требований, разработанных для каждой группы и категории, с учетом этих требований определяются и условия их эксплуатации.

Трубопроводы, как правило, изготавливают из цельнотянутых труб со сварными соединениями.

Фланцевые соединения трубопроводов применяются в местах, обеспечивающих удобство их монтажа, контроля состояния и ремонта.

Фланцевые соединения трубопроводов, по которым транспортируется опасный химический продукт, не допускается располагать над проходами, постоянными рабочими местами, над электроустановками и т. п.

В качестве прокладочных материалов для соединений трубопроводов фланцевыми соединениями применяются материалы, соответствующие требованиям, обеспечивающим безопасность при транспортировке этими трубопроводами того или иного продукта (материалы, устойчивые к воздействию влаги, масел, а также температуры не менее чем на 50 °С выше температуры продукта в трубопроводе и т. п.).

Трубопроводы прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от электропроводов, электрических кабелей, электротехнического оборудования.

Трубопроводы не должны иметь пониженных участков («мешков»). Повороты трубопроводов выполняются плавными с радиусом закругления не менее 3–5 диаметров трубы.

Трубопроводы оснащаются дренажными устройствами для удаления конденсата и должны иметь штуцера с запорными устройствами для продувки инертным газом или паром, а также продувочные свечи для выпуска продувочного газа в атмосферу.

В зависимости от назначения трубопровода и параметров транспортируемого продукта трубопровод должен быть окрашен в соответствующий цвет:

- паропроводы – красный;
- водяные трубопроводы – зеленый;
- воздушные трубопроводы – синий;
- газопроводы (горючие, негорючие) – желтый;
- трубопроводы для транспортировки кислот – оранжевый;
- трубопроводы для транспортировки щелочей – фиолетовый;
- трубопроводы для транспортировки жидкостей (горючих и негорючих) – коричневый;
- трубопроводы для транспортировки прочих веществ – серый.

Трубопровод должен иметь маркировочные надписи (номер магистрали, стрелку, указывающую направление движения рабочей среды).

Наружный осмотр открытых трубопроводов, находящихся под рабочим давлением, проводится не реже одного раза в год.

Трубопроводы, проложенные в закрытых каналах, испытываются по падению давления.

Трубопроводы прокладываются с уклоном 0,003 в сторону линейных водоотделителей с обеспечением исключения мертвых зон.

На участках газопроводов, где возможно скопление воды и масла, должны устанавливаться линейные водоотделители в местах, доступных, безопасных и удобных для их продувки, обслуживания и ремонта.

Все элементы трубопровода с температурой наружной поверхности стенки выше 45 °С, располагаемые на рабочих местах и в местах проходов людей, должны иметь тепловую изоляцию.

Вентили, задвижки, клапаны трубопроводов должны быть исправны и обеспечивать быстрое и надежное перекрытие.

Арматура трубопроводов должна быть пронумерована и иметь ясно видимые стрелки, указывающие направление вращения маховиков, а также стрелки, обозначающие «Открыто», «Закрыто».

Не рекомендуется укладывать трубопроводы под пол или в землю, так как при этом способе укладки затруднено наблюдение за исправностью трубопровода и возрастает опасность взрывов и отравлений при утечке транспортируемого продукта.

При подземной прокладке трубопроводов в местах пересечения их с дорогами, трассами электрических кабелей, канализацией и другими коммуникационными системами эти участки трубопроводов должны быть заключены в защитные футляры.

При групповой прокладке трубопроводы, транспортирующие химически активные вещества, располагаются ниже других трубопроводов.

Не следует укладывать вместе трубопроводы, транспортирующие опасные продукты, и противопожарный водопровод.

На трубопроводах пневматического транспорта должны быть предусмотрены окна для периодического осмотра и очистки транспортной системы от осевшей горючей пыли и тушения пожара в случае его возникновения. Смотровые окна должны располагаться не более чем через 15 м друг от друга, а также у тройников, на поворотах, в местах прохода трубопроводов через стены и перекрытия.

Если трубопровод возвышается над уровнем земли более чем на 0,5 м, то в месте прохода людей устраиваются переходные мостики с перилами установленной высоты. Ходить по трубопроводам не допускается.

Трубопроводы с легкозамерзающими, застывающими или кристаллизирующимися веществами монтируются с трубопроводами-«спутниками», по которым проходит горячая вода или пар для их обогрева.

Теплоизоляция обогреваемого трубопровода и «спутника» делается общей.

Возможно применение электрообогрева. В этом случае электрический ток безопасного напряжения пропускается по трубопроводу или по проволоке, которой обогреваемый трубопровод обматывается по спирали. Температура обогрева трубопровода в этом случае должна регулироваться автоматически.

Для разогрева замерзшего продукта в трубопроводе используется горячая вода, горячий песок, горячий воздух или пар.

Не допускается обогревать трубопровод паяльными лампами, сварочными горелками, факелами, так как это может привести к аварии.

Трубопроводы должны обеспечивать компенсацию свободных температурных расширений, предотвращающую их деформацию и разрушение.

Для предотвращения разрушения от воздействия высокого давления транспортируемого продукта (жидкости, пара, газа) трубопроводы должны быть оснащены редуционными и предохранительными клапанами.

Клапаны на магистрали трубопроводов устанавливаются так, чтобы стрелка на корпусе клапана совпадала с направлением движения транспортируемого продукта.

Участки трубопроводов с аппаратами, в которых может повыситься давление продукта вследствие его нагрева или химической реакции, не должны иметь запорных устройств перед предохранительными клапанами.

На трубопроводе за редуционным вентилем должен устанавливаться предохранительный клапан, отрегулированный на редуцированное давление.

Выброс в атмосферу продуктов, стравливаемых через предохранительные клапаны, для улавливания опасных продуктов осуществляется через «хвостовой» конденсатор, адсорбер или скруббер.

При этом установка запорных устройств как до предохранительных клапанов, так и после них не допускается.

Продувочные трубопроводы должны быть выведены на высоту 3–5 м над коньком кровли здания.

При содержании в продувочных газах горючих веществ на продувочных трубопроводах устанавливают огнепреградители.

Чугунную арматуру в трубопроводах применять не допускается при повышенных давлениях, низких и высоких температурах транспортируемого продукта, а также для большей части сжиженных горючих газов, ядовитых и взрывоопасных веществ, так как при гидравлических ударах, замерзании, повышении давления и перекосах хрупкий чугун трескается, что может привести к аварии.

При внезапной остановке движущегося в трубопроводе продукта происходит резкое повышение давления, под воздействием которого трубопровод может разрушиться. Для предотвращения разрушительных гидравлических ударов и возникновения гидравлических пробок трубопроводы укладываются с небольшим уклоном (1/500) по направлению движения продукта.

Запорные устройства на трубопроводах во избежание гидравлического удара должны закрываться медленно, так как нарастание

давления в трубопроводе зависит от скорости закрытия запорного устройства, длины трубопровода и изменения скорости потока при уменьшении проходного сечения в запорном устройстве.

В трубопроводах с большими скоростями потока применяются постепенно закрывающиеся задвижки с большим числом оборотов маховика запорного устройства (диаметр трубопровода 100 мм — 66 оборотов, 400 мм — 175 оборотов).

Применение пробковых кранов, отсекателей, прямых задвижек, практически мгновенно останавливающих движение потока в таких трубопроводах, не допускается.

Трубопроводы для горючих газов оборудуются запорной арматурой с дистанционным управлением, устанавливаемой на входе в производственное помещение и отсекающей подачу продукта за пределами этого помещения в случае аварии, неисправности или пожара.

При давлении 1 МПа и выше не разрешается использовать регулирующие и дроссельные вентили в качестве запорных. В этом случае до и после них должны быть установлены запорные устройства.

Все трубопроводы подвергаются техническому освидетельствованию с периодическими наружными осмотрами и испытаниями на прочность и плотность.

При наружном осмотре трубопровода проверяется правильность установки арматуры, легкость открытия и закрытия запорных устройств, состояние уплотнений, фланцевых соединений, опорных устройств, тепло- и антикоррозионной изоляции и т. п.

Для каждого здания, объекта, сооружения в организации должны иметься схемы расположения надземных и подземных инженерных коммуникаций с обозначением всей арматуры, и любые изменения в расположении трубопроводов и арматуры должны немедленно отражаться в этих схемах.

При ремонте трубопровода ремонтируемая часть должна быть отсоединена от сети с обеих сторон и очищена от скопившихся осадков масла, смолы и других горючих отложений.

Гидравлические испытания трубопроводов на прочность и плотность производятся одновременно давлением 1,25 рабочего, но не менее 2 кгс/см², перед пуском трубопроводов в эксплуатацию, после ремонта, связанного со сваркой стыков, а также при пуске в работу после нахождения их в состоянии консервации более одного года.

Если при обследовании трубопровода выявлены дефекты или нарушения правил эксплуатации, угрожающие его дальнейшей безопасной эксплуатации, если истек срок очередного освидетельствования трубопровода или в организации не назначены работники, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода, работа трубопровода должна быть остановлена до решения указанных вопросов.

Пульпопроводы как системы трубопроводного транспорта применяются для транспортировки пульпы.

Пульпопроводы прокладываются на подкладках с устройством не реже чем через 500 м компенсаторов и должны быть заанкерены.

Вдоль трассы пульпопровода устанавливаются мостики шириной не менее 0,5 м с перильным ограждением высотой не менее 1,0 м со сплошной зашивкой понизу на высоту не менее 0,2 м и дополнительной ограждающей планкой на высоте 0,5 м, используемые для обслуживания пульпопровода.

Для перехода через пульпопровод оборудуются мостики с перильным ограждением указанных выше параметров.

В темное время суток трасса пульпопровода должна быть освещена.

Режимы труда и отдыха работников

Режимы труда и отдыха работников, обслуживающих транспортные средства непрерывного действия, устанавливаются администрацией организации и структурных подразделений, в штате которых числятся эти работники, и должны соответствовать требованиям Трудового кодекса Российской Федерации.

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, должны предоставляться перерывы для обогрева и отдыха.

Работодатель для этой категории работников обязан оборудовать помещение для их обогрева и отдыха.

При работе в респираторах или других средствах защиты органов дыхания работникам должен предоставляться периодический отдых со снятием респиратора или других средств индивидуальной защиты органов дыхания.

Требования, предъявляемые к производственным помещениям и производственным площадкам (для процессов, выполняемых вне производственных помещений), для охраны труда работников

К зданиям и сооружениям по всей их длине должен быть обеспечен подъезд пожарных автомобилей: с одной стороны – при ширине здания или сооружения до 18 м и с двух сторон – при ширине более 18 м, а также при замкнутых дворах.

Уровень пола производственных помещений первого этажа должен быть, как правило, выше планированной отметки примыкающих к зданиям участков не менее чем на 15 см.

Производственные помещения должны соответствовать требованиям пожарной безопасности.

В производственных помещениях высота от пола до низа выступающих конструкций перекрытия должна быть не менее 2,2 м, до коммуникаций и оборудования в местах регулярного прохода людей и на путях эвакуации – не менее 2,0 м, в местах нерегулярного прохода людей – не менее 1,8 м.

Под остеклением защитных фонарей в производственных зданиях, выполненным из листового силикатного стекла, стеклопакетов или профильного стекла, должна быть устроена защита из металлической сетки.

Выходы из конвейерных тоннелей, галерей, эстакад должны быть не реже чем через 100 м, и их должно быть не менее двух.

Тоннели должны проветриваться непрерывно действующими вентиляционными установками.

Конвейерные галереи должны иметь несущие конструкции из сборных железобетонных или стальных элементов, соответствующие требованиям строительных норм и правил.

Выходы из галерей должны оборудоваться открытыми стальными лестницами с уклоном не более 1:1. Двери должны открываться наружу и снабжаться samozапирающимся замком, открываемым без ключа изнутри галереи.

Температура внутри отапливаемых производственных зданий, галерей, тоннелей должна быть не ниже 5 °С.

При уборке в галереях пыли и просыпи способом гидросмыва должен обеспечиваться организованный сток воды и защита строительных конструкций от коррозии.

Лоток для стока воды, как правило, должен располагаться под конвейером и иметь уклон не менее 2 %.

В галереях должна обеспечиваться естественная вентиляция через открывающиеся окна, дефлекторы и другие устройства.

Галереи, эстакады, силосы и силосные корпуса для хранения сыпучих материалов, другие производственные здания, в которых размещаются конвейеры, транспортеры и другие транспортные средства непрерывного действия, должны соответствовать требованиям правил пожарной безопасности.

Размеры и конструктивные решения производственных и складских зданий, в которых размещается конвейерный транспорт, должны быть выполнены с учетом размещения грузоподъемных и транспортных машин и механизмов для монтажа, эксплуатации и ремонта оборудования, а сами здания должны иметь в необходимых случаях монтажные проемы.

Производственные помещения должны иметь естественное и искусственное освещение, отвечающее требованиям строительных норм и правил.

Светильники общего освещения устанавливаются на высоте не менее 2,5 м от пола и должны иметь отражатели, защищающие от ослепления. Применение открытых ламп накаливания не допускается.

Допустимые уровни шума на рабочих местах в производственных помещениях должны соответствовать нормативным значениям. Зоны с уровнем звука выше 80 дБА обозначаются знаками безопасности. Работающие в этих зонах обеспечиваются средствами индивидуальной защиты органов слуха.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны в помещениях не должно превышать предельных допустимых концентраций.

Температурно-влажностный режим должен соответствовать санитарно-гигиеническим нормам.

В нерабочее время в производственных помещениях допускается использование приточной вентиляции в режиме рециркуляции. Рециркуляция воздуха должна быть прекращена не менее чем за 30 минут до начала работы. В рабочее время рециркуляция может быть разрешена только для помещений, где нет выделений вредных паров и газов.

Требования к размещению трубопроводного транспорта

В зависимости от принципа действия трубопроводный транспорт подразделяется на безнапорный, применяемый при уклоне трассы, обеспечивающем надежное перемещение гидросмеси по лоткам, желобам или трубам, и на напорный гидротранспорт, обеспечивающий перемещение гидросмеси по трубам за счет естественного напора или напора, создаваемого насосами.

При транспортировке гидросмеси по трубам слой заиливания в трубах допускается толщиной не более 10 % от диаметра трубы.

Пульпопроводы безнапорные и напорно-самотечные имеют предпочтительное применение во всех случаях, когда их устойчивую работу самотеком может обеспечить профиль трассы.

Для ремонта или в аварийной ситуации пульпопровод должен иметь возможность опорожниться самотеком в специальные емкости достаточного объема, устанавливаемые в пониженных местах.

Длина трассы пульпопровода, число поворотов (как в плане, так и в продольном профиле) должны быть по возможности минимальными, а радиусы сгибов трубопровода — максимальными (от 3 до 7 и более диаметров трубы).

Пульпопроводы укладываются на прочные бетонные или деревянные подкладки на спланированных участках земли.

При подземной прокладке глубина заложения и укладка пульпопровода должны выполняться в соответствии с требованиями, предъявляемыми к наружным сетям и сооружениям водоснабжения.

Пульпопроводы могут укладываться также на отдельно стоящие опоры с пролетом между ними в зависимости от несущей способности труб или на плаву (от земснарядов) с использованием поплавков.

При всех вариантах укладки трубопроводов должна обеспечиваться возможность выполнения монтажных и ремонтных работ с возможным применением подъемных кранов, трубоукладчиков и другого вспомогательного оборудования.

Расположение перекачивающих станций на трассе пульпопровода при насосном способе создания напора в трубопроводе, прокладка трубопровода, защита трубопровода от коррозии и механических повреждений, требования к станциям и их обустройству, требования к пересечениям пульпопровода с коммуникационными

системами, сооружениями и естественными преградами должны определяться в соответствии с требованиями строительных норм и правил по промышленному транспорту.

Для увеличения срока службы пульпопровод должен иметь возможность периодического поворота вокруг оси на $90\text{--}120^\circ$, для чего пульпопровод должен выполняться отдельными сварными плетями труб длиной по 24–32 м, соединяемых между собой фланцевыми соединениями.

Трубопроводы, транспортирующие гидросмеси высокой концентрации, в верхней части трубы оборудуются устройствами (отверстия с заглушками) для промывки пульпопровода, а в повышенных точках перелома продольного профиля – устройствами (вантузами) для впуска и выпуска воздуха.

Для безаварийной работы напорного гидротранспорта пульпопроводы оборудуются устройствами для борьбы с гидравлическими ударами (пружинными предохранительными клапанами, гасителями удара с упругим наполнителем, разрушающимися мембранами, разрушающимися заглушками).

В необходимых случаях пульпопроводы должны иметь теплоизоляцию. Применение рубероида, мешковины и других тканых материалов с масляной окраской в качестве теплоизоляции пульпопроводов не допускается.

**Постановление Минтруда России от 17 июня 2003 г. № 36
«Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации
промышленного транспорта (конвейерный, трубопроводный и другие
транспортные средства непрерывного действия)» (выборочно)**

Требования к применению средств защиты

Работодатель обязан обеспечить безопасные условия производства работ.

Выбор средств защиты должен производиться с учетом требований безопасности для каждого конкретного вида работ.

Средства коллективной и индивидуальной защиты работников должны соответствовать требованиям государственных стандартов.

Средства защиты должны приводиться в готовность до начала работы.

Средства индивидуальной защиты должны иметь сертификат соответствия.

Средства индивидуальной защиты следует применять в тех случаях, когда безопасность работ не может быть обеспечена другими способами. Эти средства носят вспомогательный характер и не должны подменять технические и организационные мероприятия по обеспечению нормальных условий труда.

При выборе средств индивидуальной защиты необходимо учитывать конкретные условия, вид и длительность воздействия опасных и вредных производственных факторов.

Для защиты работников на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работодатель обязан своевременно обеспечивать их специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ) не ниже установленных норм.

Выдаваемые работникам специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты должны соответствовать характеру и условиям работы и обеспечивать безопасность труда.

Чистка специальной одежды сжатым воздухом, керосином, бензином, эмульсией и растворителями не допускается.

Работникам, производящим работы при ремонте или техническом обслуживании транспортных средств непрерывного действия в лежачем, сидячем положении или с колена, должны выдаваться маты или наколенники из материала низкой теплопроводности и водонепроницаемости.

Работники, участвующие в работах, при выполнении которых выделяются вредные газы, пыль, искры или отлетающие осколки, стружка и т. п., должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты: очками, масками, шлемами, противогазами, респираторами и т. п.

Работодатель обязан обеспечить химчистку, стирку, ремонт, а на работах, связанных со значительным запылением и воздействием ядовитых или высокотоксичных веществ, — обеспыливание, дегазацию, дезактивацию, обезвреживание специальной одежды и других средств индивидуальной защиты за счет организации по графику в сроки, устанавливаемые с учетом производственных условий, по согласованию с профсоюзным комитетом или иным представительным органом работников и органом государственной санитарно-эпидемиологической службы Российской Федерации. На это время работникам должны выдавать сменные комплекты средств индивидуальной защиты.

Для стирки, химической чистки и ремонта специальной одежды и специальной обуви в организации должны предусматриваться прачечные и отделения химической чистки с помещениями для ремонта одежды и обуви. Допускается организация прачечной или одного отделения химической чистки для групп близлежащих организаций, а также организация стирки, химической чистки и ремонта специальной одежды и специальной обуви по договорам со специализированными организациями бытового обслуживания.

В общем случае стирку специальной одежды следует производить один раз в 6 дней при сильном загрязнении и один раз в 10 дней при умеренном загрязнении.

В случае порчи, пропажи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты не по вине работников работодатель обязан выдать другой комплект исправной специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты.

Средства индивидуальной защиты должны подвергаться периодически контрольным осмотрам и испытаниям в порядке и сроки, установленные техническими условиями на эти средства.

Работникам, занятым на работах, связанных с загрязнением, по установленным нормам должно выдаваться мыло.

При опасности падения предметов сверху работники должны обеспечиваться защитными касками.

Работники, занятые на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, без средств индивидуальной защиты или с неисправными средствами индивидуальной защиты к работе не допускаются.

***Требования к профессиональному отбору работников
и проверке знаний правил по охране труда при эксплуатации
трубопроводного транспорта***

Профессиональный отбор, обучение и проверка знания требований охраны труда и допуск работника к выполнению работ обеспечиваются работодателем в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, принятых в установленном порядке.

Проверка состояния здоровья работников проводится как при первоначальном допуске их к работе, так и периодически в сроки, определенные для каждой профессии и вида работ в установленном порядке.

Проверка состояния здоровья работников проводится по спискам, составленным работодателем совместно с профсоюзным комитетом или иным представительным органом работников и согласованным с органом государственной санитарно-эпидемиологической службы Российской Федерации.

К обслуживанию транспортных средств непрерывного действия допускаются лица, прошедшие медицинское освидетельствование, обучение по соответствующим программам, проверку знаний в объеме инструкции по охране труда по профессии (совмещаемым профессиям) и инструктаж на рабочем месте по безопасному выполнению работ.

Обучение работников по охране труда проводится в виде вводного инструктажа, первичного инструктажа на рабочем месте, повторного инструктажа, внепланового инструктажа, целевого инструктажа и специального обучения в объеме программы подготовки по профессии, включающей вопросы охраны труда и требования технических условий завода — изготовителя транспортных средств по безопасной их эксплуатации.

Вводный инструктаж проводит работник службы охраны труда или работник, его замещающий, со всеми принимаемыми на работу по программе, утвержденной работодателем и согласованной с профсоюзным комитетом или иным представительным органом работников.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводит должностное лицо (мастер, начальник участка и т. п.) индивидуально до начала производственной деятельности работника по программе охраны труда по профессии.

Повторный инструктаж проводится по программе первичного инструктажа ежеквартально непосредственным руководителем работ индивидуально или с группой работников аналогичных профессий, включая и совмещенные работы.

Внеплановый инструктаж проводится непосредственным руководителем работ при изменении инструкций по охране труда, технологического процесса, технологического оборудования, по требованию органов надзора и т. п., определяющих объем и содержание инструктажа.

Целевой инструктаж проводится непосредственным руководителем работ при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями работника по профессии.

Перед допуском к самостоятельной работе по обслуживанию транспортных средств непрерывного действия работник должен пройти стажировку под руководством опытного работника.

Работники, обслуживающие транспортные средства непрерывного действия, должны знать и выполнять инструкцию по профессии, в которой должны содержаться требования по устройству и безопасной эксплуатации транспортных средств непрерывного действия.

Работодатель в соответствии с настоящими Правилами обязан:

- организовать разработку инструкций для работников по охране труда по профессиям;
- организовать обучение и проверку знаний работников по охране труда, по безопасной эксплуатации транспортных средств непрерывного действия;
- организовать контроль за соблюдением работниками требований настоящих Правил, должностных и производственных инструкций.

Работники, занятые на работах с опасными грузами, проходят специальное обучение по безопасному обращению с этими грузами, и допуск их к самостоятельной работе осуществляется после проверки наличия у них соответствующих удостоверений на право работы с опасными грузами.

Женщины и лица моложе восемнадцати лет не допускаются к работам, предусмотренным соответствующими перечнями тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, а также нормами предельно допустимых нагрузок.

Ответственность за нарушение требований законодательства Российской Федерации об охране труда

Лица, виновные в нарушении требований охраны труда, невыполнении обязательств по охране труда, предусмотренных коллективными договорами и соглашениями, трудовыми договорами, или препятствующие деятельности представителей органов государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда, а также органов общественного контроля, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Титульный лист практического задания

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»
Институт машиностроения
Кафедра «Управление промышленной и экологической
безопасностью»

Практическое задание №__

по учебному курсу «Обслуживание и ремонт линейной части
газонефтепроводов»

Вариант № ____ (при необходимости)

Студент _____
(И.О. Фамилия)

Группа

Преподаватель _____
(И.О. Фамилия)

Тольятти 20__